

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Comportamento dos Preços do MIBEL Tendo em Conta Cenários de Crescimento do Número de Veículos Elétricos

Duarte Alexander Neves Almeida IJsselstijn de Gruil

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. João Tomé Saraiva

Julho de 2018

Resumo

Das crescentes preocupações com o meio ambiente e dos aumentos progressivos dos preços e da escassez das matérias primas petrolíferas, têm resultado alterações do paradigma do setor elétrico. Nos dias que correm, verifica-se uma forte aposta em energias renováveis e na Mobilidade Elétrica, no sentido de convergir para uma maior eficiência energética. Por este motivo, surge a necessidade de considerar o incremento no número de veículos elétricos que se conectam à rede elétrica para efeitos de carregamento. Desta forma, é importante que se realizem estudos que permitam avaliar o impacto que a integração massiva dos veículos elétricos terá nos Sistemas Elétricos de Energia e nos Mercados de Eletricidade.

Neste trabalho foram desenvolvidas duas ferramentas computacionais que permitem estimar o impacto do carregamento de veículos elétricos no preço da energia elétrica no Mercado Ibérico de Eletricidade. O primeiro programa apresenta uma interface que permite ao utilizador definir as frotas de veículos elétricos a considerar, a dimensão destes conjuntos, a potência unitária associada a cada veículo e os respetivos períodos de carregamento e, com estes dados, é calculado o novo preço de mercado. O segundo programa efetua a leitura de valores de energia consumida com o carregamento de veículos elétricos, tendo por base um conjunto de cenários de utilização destes veículos que tiveram origem num estudo efetuado pelo INESC TEC em parceria com a EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A..

Ao longo deste trabalho foram realizadas várias simulações para estimar o impacto no ano de 2017 de três estratégias de carregamento de uma frota de veículos elétricos prevista para o ano de 2025, fornecidas pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., e de um cenário personalizado com base em dois dos cenários anteriores. A partir dos resultados obtidos para os quatro cenários em estudo, é possível concluir que os impactos nos preços de mercado correspondentes ao ano de 2017 são, em termos do dia 12 de maio, reduzidos para os três primeiros cenários, com valores percentuais inferiores a 2.60%, e pontualmente significativos no quarto cenário, atingindo duas pontas com variações percentuais superiores a 5.60%. Em termos mensais e anual, as variações percentuais para os quatro cenários são residuais, com variações percentuais inferiores a 1.70%. Assim concluiu-se que, no geral, a influência destes cenários nos preços de mercado correspondentes a 2017 é reduzida.

Página em branco

Abstract

With the growing concerns regarding the environment and the increase in oil prices and shortages, there has been a change in the paradigm of the electricity sector. These days, there is a strong commitment towards renewable energy and Electric Mobility, in order to achieve greater energy efficiency. For this reason, it is necessary to consider the increase in electric vehicles that connect to the power grid for charging purposes. Thus, it is important to carry out studies to evaluate the impact that a massive introduction of electric vehicles will have on the Electric Energy Systems, as well as on the Electricity Markets.

In this thesis, two computational tools were developed to estimate the impact of electric vehicle charging on the price of electricity in the Iberian Electricity Market. The first program presents an interface in which the user can define the number of electric vehicle fleets he wants to consider, as well as the size of these sets, the power value associated with each vehicle and their respective loading periods and, with this data, the program calculates the new market price. The second program was designed to read the energy consumption values from a specific file, based on a set of scenarios of electric vehicle charging. These scenarios were built in the scope of a study carried out by INESC TEC in partnership with EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A..

Throughout this thesis, several simulations were performed aiming at drawing conclusions regarding the impact in 2017 of three charging strategies of a fleet of electric vehicles scheduled for the year of 2025, made available by EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., and a customized scenario based on two of the previous ones. Ultimately, this document presents the analysis of these scenarios for a business day (May 12, 2017), as well as a monthly and annual analysis for the year 2017.

Based on the obtained results, it is possible to conclude that the impacts on the market prices corresponding to May 12, 2017 are low for the first three scenarios, with values of less than 2.60%, and a little higher for the fourth scenario, reaching values greater than 5.60%. In monthly and annual terms, the increase verified in the market prices are reduced for all four scenarios, with values lower than 1.70%. It was therefore concluded that, in general, the influence of these scenarios on market prices for 2017 is low.

Página em branco

Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor João Saraiva, por todo o apoio, disponibilidade, espírito crítico e sugestões, que me permitiram encontrar o rumo a seguir e foram preponderantes para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Engenheiro José Carlos Sousa, e à EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., pelos dados fornecidos, fundamentais na realização deste trabalho, assim como pela ajuda, conselhos e cooperação.

À Engenheira Inês Amorim, pela disponibilização do algoritmo que serviu de base para todo o trabalho de programação que efetuei e pelo apoio prestado.

Aos meus avós, por serem os pilares que me permitiram chegar onde eu me encontro hoje, com todo o apoio, compreensão, encorajamento e esforço.

À minha namorada, Sofia Americano, pelo apoio incondicional, por me ter motivado constantemente e pela paciência ao longo destes anos.

Aos meus amigos, pelo companheirismo que sempre demonstraram e pelo incentivo moral que proporcionaram.

A todos vos dedico este trabalho. Obrigado!

Página em branco

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xii
Lista de tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos	xvii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento e objetivos.....	1
1.2 - Estrutura	2
Capítulo 2	5
Reestruturação do setor elétrico	5
2.1 - O setor elétrico - o passado.....	5
2.2 - Forças de mudança	7
2.3 - Liberalização do setor elétrico	8
2.3.1 - Um modelo desagregado	10
2.4 - Diretivas Europeias	11
Capítulo 3	15
Mercado Ibérico de Eletricidade	15
3.1 - Enquadramento histórico.....	15
3.2 - Estrutura do MIBEL.....	17
3.2.1 - Mercado grossista	18
3.2.2 - Mercado retalhista.....	19
3.3 - Modelos do MIBEL	19
3.3.1 - Modelo em <i>Pool</i>	19
3.3.2 - Curvas de mercado	21
3.3.3 - Equilíbrio de mercado.....	22
3.3.4 - Propostas Simples vs. Propostas Complexas	23
3.3.5 - Mercado de contratação bilateral	24
3.3.6 - Modelo misto	26
3.3.7 - Mercados de serviços de sistema.....	27
3.3.8 - Mercado a prazo.....	28
3.3.9 - <i>Market Splitting</i>	29
3.3.10 - Estruturação temporal.....	30

3.4 - Entidades Reguladoras	32
Capítulo 4	33
Veículos elétricos	33
4.1 - Evolução histórica	33
4.2 - Tipos de veículos elétricos	34
4.2.1 - <i>Battery Electric Vehicles</i>	35
4.2.2 - <i>Hybrid Electric Vehicles</i>	35
4.2.3 - <i>Fuel Cell Vehicles</i>	36
4.3 - Impacto na rede com o carregamento de veículos elétricos	37
4.3.1 - <i>Dumb charging</i>	38
4.3.2 - <i>Smart charging</i>	39
4.3.3 - Carregamento baseado na tarifa bi-horária	39
4.4 - Mobilidade elétrica em Portugal	40
4.4.1 - Generalidades	40
4.4.2 - Legislação/Normas Europeias	40
4.4.3 - Projeto MOBI.E	41
Capítulo 5	43
Aplicações desenvolvidas	43
5.1 - Introdução	43
5.2 - Descrição do modelo implementado	44
5.2.1 - Prolongamento da curva de ofertas de venda	45
5.2.2 - Translação da curva de procura	46
5.2.3 - Cálculo do novo preço de mercado	47
5.3 - Pressupostos dos programas desenvolvidos	48
5.4 - Funcionamento do primeiro programa	49
5.4.1 - Leitura e armazenamento de dados	52
5.4.2 - Tratamento dos dados	55
5.5 - Funcionamento do segundo programa	62
Capítulo 6	65
Resultados das simulações	65
6.1 - Introdução	65
6.2 - Caracterização dos cenários considerados	65
6.3 - Análise do dia 12 de maio de 2017	68
6.3.1 - Resultados do Cenário 1	69
6.3.2 - Resultados do Cenário 2	72
6.3.3 - Resultados do Cenário 3	74
6.3.4 - Resultados do Cenário 4	77
6.3.5 - Comparação dos cenários	81
6.4 - Análise mensal do ano de 2017	83
6.4.1 - Resultados do Cenário 1	84
6.4.2 - Resultados do Cenário 2	86
6.4.3 - Resultados do Cenário 3	87
6.4.4 - Resultados do Cenário 4	89
6.4.5 - Comparação dos cenários	91

Capítulo 7	95
Conclusão	95
Referências	99

Lista de figuras

Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].	6
Figura 2.2 - Cronologia da reestruturação dos setores elétricos [1].	8
Figura 2.3 - Novo modelo desagregado do setor elétrico [5].	10
Figura 3.1 - Esquema organizativo do Operador de Mercado Ibérico [14].	18
Figura 3.2 - Modelo de exploração do setor elétrico em <i>Pool</i> [17].	21
Figura 3.3 - Curvas agregadas de oferta e procura e o ponto de equilíbrio de mercado [1].	22
Figura 3.4 - Representação gráfica do funcionamento de um contrato às diferenças [1].	25
Figura 3.5 - Tipos de negociação utilizadas no MIBEL (dados referentes a outubro de 2015) [20].	26
Figura 3.6 - Modelo misto de exploração do setor elétrico [17].	27
Figura 3.7 - Diagrama representativo da ocorrência de <i>market splitting</i> [24].	29
Figura 3.8 - Estrutura por sessões do mercado intradiário do MIBEL [16].	32
Figura 5.1 - Curvas agregadas de compra e de venda para a hora 4 do dia 1 de janeiro de 2017 [52].	45
Figura 5.2 - Preço de mercado para todas as horas do dia 1 de janeiro de 2017 [52].	45
Figura 5.3 - Extensão da curva agregada de propostas de venda casadas com as propostas de venda não casadas.	46
Figura 5.4 - Translação da curva agregada das propostas de compra casadas.	47
Figura 5.5 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - ciclos “while” da rotina principal.	50
Figura 5.6 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - impressão de resultados.	50
Figura 5.7 - Fluxograma do funcionamento do primeiro programa.	51
Figura 5.8 - Interface do primeiro programa desenvolvido - exemplo para dois períodos de carregamento.	52
Figura 5.9 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - interface do utilizador.	53
Figura 5.10 - Excerto das propostas casadas do ficheiro “.xls” extraído de [52], que contempla, a verde, o erro nas propostas de venda casadas, para a hora 24 do dia 2 de janeiro de 2017.	55

Figura 5.11 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - primeira parte do processo de cálculo da energia consumida.	56
Figura 5.12 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - segunda parte do processo de cálculo da energia consumida.	57
Figura 5.13 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - escrita dos resultados para as horas sem energia consumida pelo carregamento de veículos elétricos.....	58
Figura 5.14 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - determinação da capacidade da proposta de venda casada ao preço de mercado.	58
Figura 5.15 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - determinação da capacidade da proposta de venda não casada ao preço de mercado.	59
Figura 5.16 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - determinação do excesso de energia da proposta de venda não casada ao preço do mercado.	59
Figura 5.17 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - conclusão do processo de prolongamento da curva de oferta.	59
Figura 5.18 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - processo de translação da curva de procura.....	60
Figura 5.19 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - chamada da função <i>pool_simulator</i> para o cálculo do novo preço de mercado.	60
Figura 5.20 - Formulação matemática da função “ <i>linprog</i> ” [54].....	61
Figura 5.21 - <i>Inputs</i> da função “ <i>linprog</i> ” [54].	61
Figura 5.22 - Excerto do código do segundo programa desenvolvido - leitura da energia consumida por hora com o carregamento de veículos elétricos.	62
Figura 5.23 - Excerto do código do segundo programa desenvolvido - introdução da energia consumida no processo de translação da curva de procura.	63
Figura 5.24 - Excerto do código do segundo programa desenvolvido - impressão de resultados.....	63
Figura 5.25 - Fluxograma do funcionamento do segundo programa.	64
Figura 6.1 - Preço de mercado para todas as horas do dia 12 de maio de 2017 [52].	68
Figura 6.2 - Variação absoluta horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 1.	70
Figura 6.3 - Variação relativa percentual horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 1.	70
Figura 6.4 - Energia consumida com o carregamento da frota de veículos elétricos considerada - Cenário 1.	71
Figura 6.5 - Variação absoluta horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 2.	73
Figura 6.6 - Variação relativa percentual horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 2.	73

Figura 6.7 - Energia consumida com o carregamento da frota de veículos elétricos considerada - Cenário 2.	74
Figura 6.8 - Variação absoluta horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 3.	76
Figura 6.9 - Variação relativa percentual horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 3.	76
Figura 6.10 - Energia consumida com o carregamento da frota de veículos elétricos considerada - Cenário 3.	77
Figura 6.11 - Variação absoluta horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 4.	79
Figura 6.12 - Variação relativa percentual horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 4.	79
Figura 6.13 - Energia consumida com o carregamento da frota de veículos elétricos considerada - Cenário 4.	80
Figura 6.14 - Variação relativa percentual dos preços obtidos para os cenários simulados. ...	82
Figura 6.15 - Horas em que ocorreu market splitting para cada mês do ano de 2017.	83
Figura 6.16 - Variação absoluta mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 1.	85
Figura 6.17 - Variação relativa percentual mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 1.	85
Figura 6.18 - Variação absoluta mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 2.	86
Figura 6.19 - Variação relativa percentual mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 2.	87
Figura 6.20 - Variação absoluta mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 3.	88
Figura 6.21 - Variação relativa percentual mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 3.	89
Figura 6.22 - Variação absoluta mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 4.	90
Figura 6.23 - Variação relativa percentual mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 4.	91
Figura 6.24 - Variação relativa percentual dos valores médios mensais e anual dos preços de mercado obtidos para os cenários simulados.	92

Lista de tabelas

Tabela 3.1 - Sequência cronológica de eventos relevantes para a criação e desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade.	16
Tabela 3.2 - Esquema temporal de funcionamento do MIBEL [16].	31
Tabela 3.3 - Atual estrutura do mercado intradiário do MIBEL [25].	31
Tabela 5.1 - Exemplo de construção de um perfil de carregamento.	48
Tabela 5.2 - Resultados obtidos para a hora 4 do dia 1 de janeiro de 2017, pelo método implementado nos programas desenvolvidos com o perfil de carregamento apresentado na Tabela 5.1.	48
Tabela 5.3 - Estrutura da matriz <i>carfrota</i>	52
Tabela 5.4 - Estrutura da matriz <i>resultados</i>	53
Tabela 5.5 - Estrutura das matrizes <i>quantidade_oferta</i> e <i>quantidade_procura</i>	61
Tabela 6.1 - Características de cada classe de veículo [53].	66
Tabela 6.2 - Dimensões das frotas de veículos elétricos por classe considerados no Cenário 4.	67
Tabela 6.3 - Valores obtidos com o Cenário 1 para as 24 horas do dia 12 de maio de 2017. ...	69
Tabela 6.4 - Valores obtidos com o Cenário 2 para as 24 horas do dia 12 de maio de 2017. ...	72
Tabela 6.5 - Valores obtidos com o Cenário 3 para as 24 horas do dia 12 de maio de 2017. ...	75
Tabela 6.6 - Valores obtidos com o Cenário 4 para as 24 horas do dia 12 de maio de 2017. ...	78
Tabela 6.7 - Variação relativa percentual dos preços obtidos para os cenários simulados. ...	81
Tabela 6.8 - Horas em que ocorreu <i>market splitting</i> para cada mês do ano de 2017.	83
Tabela 6.9 - Valores mensais e anual obtidos com o Cenário 1 para o ano de 2017.	84
Tabela 6.10 - Valores mensais e anual obtidos com o Cenário 2 para o ano de 2017.	86
Tabela 6.11 - Valores mensais e anual obtidos com o Cenário 3 para o ano de 2017.	88
Tabela 6.12 - Valores mensais e anual obtidos com o Cenário 4 para o ano de 2017.	90
Tabela 6.13 - Variação relativa percentual dos preços médios mensais e anual obtidos para os cenários simulados.	92

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

BEV	<i>Battery Electric Vehicles</i>
BMW	<i>Bayerische Motoren Werke AG</i>
CEME	Comercializador de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica
CESUR	Contratos de Energia para a Comercialização de Último Recurso
CFD	<i>Contract for Difference</i>
CMVM	Comissão do Mercado de Valores Mobiliários
CNE	<i>Comisión Nacional de Energia</i>
CNMV	<i>Comisión Nacional del Mercado de Valores</i>
DEEC	Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FA	Fundo Ambiental
FCV	<i>Fuel Cell Vehicles</i>
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
HEV	<i>Hybrid Electric Vehicles</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
ISV	Imposto Sobre Veículos
IUC	Imposto Único de Circulação
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MIEEC	Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
OE	Orçamento de Estado
OMEL	<i>Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad</i>
OMI	Operador do Mercado Ibérico
OMIE	<i>Operador del Mercado Ibérico - polo Español</i>
OMIP	Operador do Mercado Ibérico - polo Português
PDBF	Programa Diário Base de Funcionamento
PDV	Programa Diário Viável
PDVP	Programas Diários Viáveis Provisórios
PHEV	<i>Plug-In Hybrid Electric Vehicles</i>
PHF	Programa Horário Final
PRE	Produção em Regime Especial
REN	Redes Energéticas Nacionais

RRC	Regulamento de Relações Comerciais
ToU	<i>Time of Use</i>
TSO	<i>Transmission System Operator</i>
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>

Lista de símbolos

h	Hora
km/h	Quilómetro por hora
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
€	Euro
€/MWh	Euro por megawatt-hora

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento e objetivos

Nos últimos anos, a escalada dos preços e a escassez do petróleo, bem como as preocupações ambientais relativas às emissões de gases nocivos para o meio ambiente, implicaram uma mudança profunda nos setores elétricos por todo o mundo. Estas alterações passam por uma forte aposta nas energias renováveis e na mobilidade elétrica. No sentido de possibilitar o incremento da mobilidade elétrica, têm-se criado condições para promover a introdução massiva de veículos elétricos no parque automóvel. Por um lado, a inserção em massa deste tipo de veículos permite reduzir a utilização de veículos com motor de combustão e assim diminuir o peso da importação e do consumo de combustíveis “sujos”, possibilitar o aumento da utilização de fontes de energia renovável e reduzir as emissões de gases poluentes. Por outro lado, desempenha um papel crucial nos Sistemas Elétricos de Energia, com o aumento substancial do consumo de energia elétrica e consequente aumento dos preços de eletricidade e possíveis problemas na operação da rede.

Ao longo dos anos, os veículos elétricos sofreram uma evolução tecnológica no que diz respeito à autonomia, à duração de carregamento das baterias e à localização de postos de abastecimento. Contudo, no momento do carregamento dos veículos elétricos a estratégia adotada pelos seus utilizadores é vital para garantir uma gestão cuidada do carregamento, de forma a mitigar a influência da introdução destes veículos na rede elétrica.

O objetivo primordial deste trabalho consiste no estudo do impacto das estratégias de carregamento dos veículos elétricos nos preços da energia elétrica no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) para o ano de 2017. Para este efeito foi considerado um conjunto de cenários de carregamento destes veículos na Península Ibérica para o ano de 2025, disponibilizado pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A.. A fim de efetuar esta análise, foi desenvolvida uma ferramenta computacional em *MATLAB* que permite simular as alterações

2 Introdução

sofridas pelos preços do MIBEL perante os cenários considerados, a partir da informação disponibilizada no *website* do Operador de Mercado. Face a cada cenário, pretende-se obter o preço de mercado para cada hora do ano de 2017 considerando a energia consumida com o carregamento das frotas de veículos elétricos. Para além disto, neste trabalho foi construído um outro programa, igualmente em *MATLAB*, com o objetivo de dar a possibilidade ao utilizador de especificar os seus próprios cenários de carregamento de veículos elétricos através de uma interface e analisar as respetivas oscilações do preço de mercado para cada hora do ano de 2017.

Um outro objetivo desta dissertação é detalhar a estrutura e o modelo de funcionamento do MIBEL, bem como as características dos veículos elétricos em relação aos tipos de carregamento das suas baterias e diferenças construtivas e tecnológicas. Esta contextualização é essencial de forma a compreender as análises efetuadas e o funcionamento dos programas desenvolvidos.

1.2 - Estrutura

A presente dissertação está estruturada em sete capítulos. Neste primeiro capítulo - Introdução - é realizado o enquadramento do trabalho no panorama atual do setor elétrico, uma descrição sucinta dos objetivos a alcançar e é apresentada a estrutura do documento.

No Capítulo 2 - Reestruturação do setor elétrico - é apresentada a evolução histórica do setor elétrico, desde o seu início até ao período de reestruturação, bem como as razões inerentes a este processo. Neste capítulo, é explicada a estrutura do setor antes e após a influência da reestruturação, tendo presente as diferentes interações entre as várias atividades. Por último, são abordadas as Diretivas Europeias que tiveram um papel de incentivo no desenvolvimento de mercados transnacionais.

No Capítulo 3 - Mercado Ibérico de Eletricidade - é realizado um enquadramento histórico do MIBEL, desde a sua formação até à atualidade. Seguidamente, é feita uma análise à sua estrutura organizacional e aos modelos de operação de mercado, com a definição do mercado em *Pool*, da contratação bilateral, do modelo misto, do mercado a prazo e dos mercados de serviços de sistema (contratação de reserva secundária e terciária), a caracterização das curvas de oferta e de procura e a metodologia de obtenção do Equilíbrio de Mercado e da Função de Benefício Social. Para além disto, é definido o conceito de *market splitting*, explicada a sequência temporal de funcionamento do MIBEL e abordado o formato de supervisão dos mercados.

O Capítulo 4 - Veículos elétricos - inicia-se com uma contextualização histórica dos veículos elétricos, seguida da apresentação dos seus diferentes tipos. Posteriormente, é abordado o impacto causado pela integração dos veículos elétricos na rede elétrica, com referência para as estratégias de carregamento aplicadas. Por fim, é descrito o caso português no que se refere

à mobilidade elétrica, nomeadamente através de algumas generalidades, o enquadramento legal e o projeto MOBI.E.

No Capítulo 5 - Aplicações desenvolvidas - é efetuada a descrição teórica do modelo implementado para o tratamento dos dados, complementada com um exemplo ilustrativo do processo para uma hora. De seguida são apresentados os pressupostos considerados nos programas desenvolvidos e, por fim, detalhados os algoritmos destes programas e a explicação sequencial e pormenorizada de todas as suas etapas.

No Capítulo 6 - Resultados das simulações - são caracterizados os cenários considerados para as simulações. Subsequentemente, são apresentados os resultados obtidos a partir das aplicações desenvolvidas para estas simulações. Esses resultados são alvo de uma análise parcial em períodos diário, mensal e anual, com incidência nas variações dos preços de mercado, e de uma análise global, comparando os cenários em estudo.

Por fim, o Capítulo 7 - Conclusão - apresenta as conclusões desta dissertação relativas ao comportamento dos preços do MIBEL, tendo em conta o aumento do número de veículos elétricos e diferentes cenários de utilização dos mesmos.

4 Introdução

Capítulo 2

Reestruturação do setor elétrico

2.1 - O setor elétrico - o passado

Foi no final do século XIX que tiveram início as atividades de produção, transporte e distribuição de eletricidade até aos consumidores e desde então o setor conheceu várias transformações. No ano de 1882, é de destacar a inauguração da primeira central elétrica, em Nova Iorque, promovida por *Thomas Edison*, capaz de alimentar uma pequena rede de iluminação pública.

Numa fase inicial, o setor elétrico era formado por redes elétricas de pequena potência e extensão geográfica, dadas as tecnologias disponíveis e o baixo valor das potências de carga envolvidas. O aumento das potências de carga, a adoção de diversas inovações tecnológicas e o aproveitamento de recursos hídricos de elevado potencial energético, situados, em geral, longe dos centros de consumo, proporcionaram igualmente um incremento da extensão geográfica das redes e das potências envolvidas. Nesse momento, o crescimento da extensão das linhas e dos seus níveis de tensão levou à generalização do transporte em corrente alternada face ao transporte em corrente contínua, justificada pelos benefícios que esta opção traz, designadamente ao nível das perdas. Esta evolução resultou na transição de pequenos sistemas para grandes sistemas elétricos, cobrindo vastas extensões geográficas. Por conseguinte, este movimento foi acompanhado pela progressiva interligação dos sistemas elétricos nacionais, com o objetivo de obter um aumento da estabilidade e da segurança de exploração [1], [2].

Durante este período, a estrutura de propriedade do setor elétrico apresentava diversas características mediante diferentes países. Foi após a 2.^a Guerra Mundial que se originaram consideráveis alterações no que toca a essas estruturas. Vários países europeus tiveram o seu setor elétrico nacionalizado, de onde é de salientar Portugal, que até ao ano de 1975 tinha este setor organizado em termos de concessões atribuídas a entidades privadas. A partir de 1975, o setor elétrico Português encontrava-se nacionalizado e com uma estrutura

verticalmente integrada, com a criação da Eletricidade de Portugal (EDP), atualmente designada por Energias de Portugal. Já em países como a Alemanha e Espanha, o setor elétrico manteve uma estrutura distribuída por diversas empresas privadas, com atuação nas áreas da produção, transporte e distribuição. Neste âmbito, independentemente do número de empresas a atuar no setor e de estas serem públicas ou privadas, observam-se características semelhantes na organização da indústria elétrica [1], [3]:

- empresas com estruturas verticalmente integradas, pelo que detinham todos os segmentos da cadeia de valor, desde a produção até ao relacionamento com o consumidor final;
- a operação de empresas a atuar no mesmo país era garantida, pois existiam áreas concessionadas a cada uma delas - monopólio natural.

Com a estrutura verticalmente integrada do setor elétrico, ilustrada na Figura 2.1, não existia competição, sendo que os consumidores não tinham a possibilidade de escolher o fornecedor do serviço. Para além do leque restrito de serviços disponibilizados, o preço do produto final era determinado de forma centralizada por processos de regulação tarifária em alguns casos pouco transparentes, derivados da inexistência de uma distinção clara entre a entidade administrativa reguladora e a entidade regulada. Também o planeamento era centralizado e realizado de forma pouco complexa face à atualidade, dada a natureza dos monopólios verticalmente integrados e o ambiente económico menos volátil e mais facilmente previsível. Este ambiente originou frequentes economias de escala na produção e na transmissão de energia elétrica, dada a facilidade de tomada de decisões para investimentos sobredimensionados [1], [3].

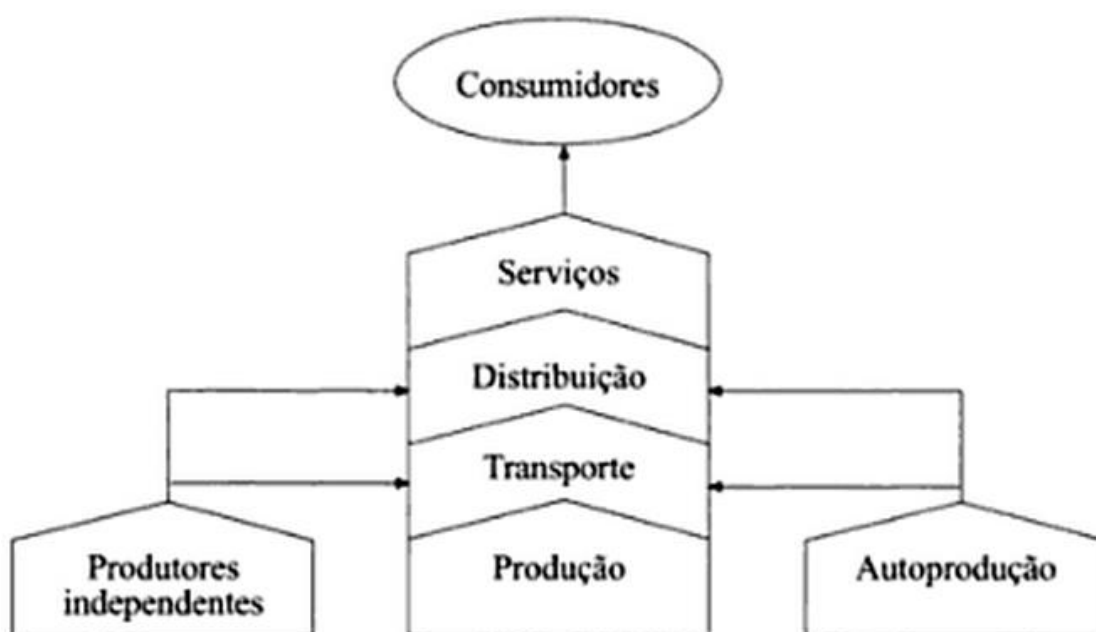


Figura 2.1 - Estrutura verticalmente integrada do setor elétrico [1].

2.2 - Forças de mudança

Até ao início da década de 70 reinava um ambiente económico estável, com a presença de poucos fatores de risco. No setor elétrico os aumentos anuais de carga nos sistemas eram bastante elevados e constantes. Em 1973, o início da crise petrolífera desestabilizou a economia mundial, com o desenvolvimento de conjunturas económicas caracterizadas pelas elevadas taxas de inflação e de juro, que tornaram o ambiente económico mais volátil. Como consequência, no setor elétrico, deu-se uma queda do crescimento da carga e o consumo de energia elétrica passou a caracterizar-se por comportamentos mais erráticos, vindo dificultar o processo de previsão, planeamento e expansão das redes [1].

A partir da década de 80, assistiu-se à desregulamentação ou liberalização de diversas atividades económicas, várias delas associadas a serviços de índole social à semelhança do fornecimento de energia elétrica, tais como a indústria aérea, as telecomunicações e a distribuição de gás. No setor elétrico a resistência à mudança permaneceu até finais dos anos 80, com exceção da experiência de reestruturação iniciada no Chile em 1979. Foi apenas em 1990 que teve início a reestruturação do setor elétrico em Inglaterra e Gales, sob o governo de Margaret Thatcher, a partir do qual se despoletou este movimento com um desenvolvimento mais acelerado e generalizado e que levou à progressiva formação de mercados transnacionais.

As motivações associadas ao intenso despoletar da reestruturação foram as seguintes [1]:

- a implantação de mecanismos de mercado em diversos países, consequência da introdução de novas políticas regulatórias ou de nova legislação, que forçou a separação das companhias verticalmente integradas em vários segmentos de atividade;
- as evoluções tecnológicas a nível das telecomunicações e meios computacionais, ocorridas nos anos 80 e 90, que viabilizaram diversas estratégias de automação, supervisão e controlo das redes elétricas em tempo real;
- a disponibilização de gás natural em quantidades e preços atrativos, o desenvolvimento das tecnologias associadas à construção de centrais elétricas de ciclo combinado e a larga redução do período de construção destes equipamentos, que resultaram na diminuição do caráter capital intensivo e com grandes prazos de amortização do setor elétrico, assim como na diminuição da importância da prática de economias de escala;
- o crescimento das preocupações ambientais e sociais, que culminaram no incentivo ao aumento da eficiência energética e do aproveitamento de energias renováveis;
- a dinâmica da economia, o que fez com que o setor elétrico se tornasse especialmente atrativo para os investidores, dado ele fornecer um serviço de primeira necessidade e ser um setor ainda imune à reestruturação.

Em 1996 surgiu o primeiro exemplo de um mercado transnacional dado pelo nome de *Nord Pool*, inicialmente constituído pela Noruega e Suécia e posteriormente alargado à Finlândia,

Dinamarca e países bálticos. Atualmente, o *Nord Pool* corresponde a um dos mercados mais desenvolvidos e apresenta uma elevada variedade de recursos e de mecanismos de contratação. Este movimento destaca-se ainda pela sua importância no surgimento de um número crescente de empresas prestadoras de serviços nas áreas do fornecimento de eletricidade, de gás e de acesso a redes de telecomunicações [1], [4]. A Figura 2.2 ilustra cronologicamente a reestruturação dos vários setores elétricos e evidencia a agilidade do processo a partir do início da década de 90.

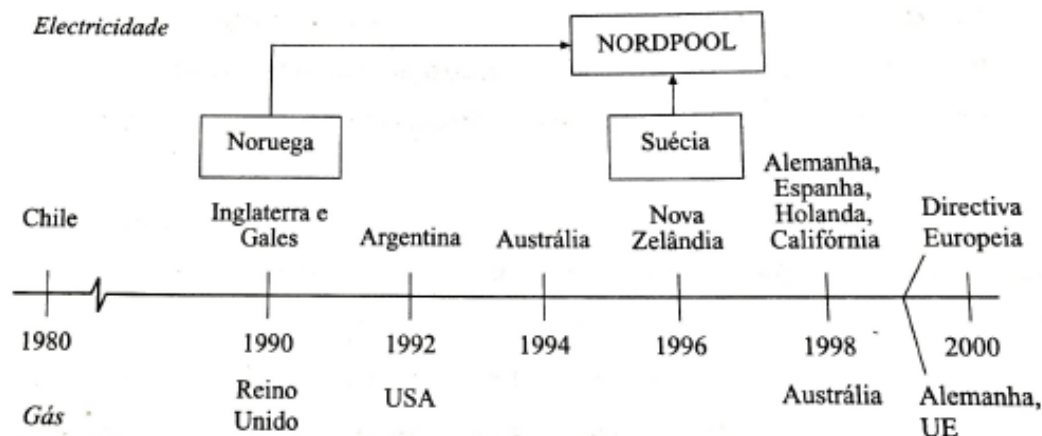


Figura 2.2 - Cronologia da reestruturação dos setores elétricos [1].

Em Portugal, o processo de reestruturação teve início nos anos 90 com a criação da Rede Elétrica Nacional (REN) em 1994, atualmente designada por Redes Energéticas Nacionais, como subsidiária da EDP, com o objetivo de gerir o transporte de eletricidade. Este passo foi crucial no sentido de iniciar a separação das atividades ligadas ao setor elétrico. Um ano depois, tornou-se evidente o início da liberalização do setor através do pacote legislativo de 1995 e com a aplicação da Diretiva Europeia 96/92/CE, que estabeleceu regras comuns com vista à criação do Mercado Interno de Eletricidade. Este pacote legislativo levou à criação da Entidade Reguladora do Setor Elétrico, agora Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), responsável por funções de caráter regulamentar, sancionatório e administrativo. Em 2001, foi assinado um memorando com vista à criação do MIBEL, constituído por Portugal e Espanha [2]. Este assunto será abordado em pormenor no Capítulo 3 do presente documento.

2.3 - Liberalização do setor elétrico

A reestruturação e liberalização do setor elétrico está relacionada com o objetivo de introduzir maior competitividade nas várias áreas do setor. Este processo implicou alterações significativas às práticas tradicionais, essencialmente através dos seguintes requisitos [1]:

- a desverticalização - *unbundling* - das empresas verticalmente integradas, com a consequente criação de novas estruturas empresariais;

- a criação de organismos de coordenação e de regulação independentes nas áreas do mercado e do sistema, designadamente o Operador Independente de Sistema - *Independent System Operator* (ISO) - e o Operador de Mercado;
- a alteração da metodologia que conduzia as ações de planeamento da expansão do sistema produtor, o que forçou a introdução, na legislação, de períodos de transição para os investimentos realizados antes da reestruturação e que ainda se encontravam em fase de amortização. Estes mecanismos transitórios tinham como intenção recuperar os custos de transição para o mercado, designados por Custos Ociosos - *Stranded Costs*.

O processo de liberalização do setor elétrico resultou no aparecimento de novos agentes para os vários segmentos de atividade, o que contribuiu para o aumento da competitividade e concedeu aos consumidores elegíveis o acesso a mercados centralizados de energia e/ou a possibilidade de selecionarem a entidade fornecedora de energia elétrica. A par deste processo, surgiu o conceito de comercialização ao nível da distribuição, resultado da separação jurídica e funcional entre as atividades de exploração, manutenção e expansão das redes elétricas e as atividades de relacionamento comercial com os clientes finais. A separação jurídica e contabilística entre as atividades liberalizadas (produção e comercialização), com preços estabelecidos segundo critérios de mercado, e as atividades em regime de monopólio natural regulado (distribuição, transporte, gestão comercial das redes, operação do sistema e operação do mercado), que dispõem de tarifas reguladas, é de especial importância para o correto funcionamento de qualquer mercado organizado de eletricidade. Com isto, é possível evitar situações de subsidiação cruzada e de conflito de interesses, que atuam de forma negativa sobre a confiança dos agentes e degradam a eficiência do mercado [5].

A competitividade apresenta um maior potencial ao nível da produção e da comercialização, pelo que o aumento do número de empresas evita a existência de posições dominantes no mercado, que se quer de livre concorrência. O transporte e a distribuição são exercidos por uma única empresa em regime de monopólio natural regulado, dado não ser técnica, nem ambientalmente viável multiplicarem-se as redes na mesma área geográfica. A atividade de distribuição pode também ser desempenhada a nível regional, existindo uma empresa em cada região [1], [2].

Segundo Pérez-Arriaga, o novo tipo de organização do setor elétrico, pode ser representado por uma classificação das várias funções atribuídas aos diversos agentes [1]:

- Atividade de Produção - inclui a produção de energia elétrica em regime normal, especial, assim como o fornecimento de serviços auxiliares;
- Atividade de Rede - inclui o planeamento da expansão, manutenção, construção e operação. Esta decompõe-se em:
 - Atividade de Rede de Transporte;
 - Atividade de Rede de Distribuição.

- Transações - permite o relacionamento entre entidades produtoras, consumidores elegíveis e comercializadores. Desta forma, esta atividade pode ser desempenhada por mercados centralizados tipo *Pool* e por contratos bilaterais físicos ou financeiros.
- Atividades de Coordenação Técnica e de Regulação - Estas decompõem-se em:
 - Operação técnica do sistema elétrico - função do ISO;
 - Operação do mercado organizado - função do Operador de Mercado;
 - Regulação - função de Agências Reguladoras.

2.3.1 - Um modelo desagregado

Na Figura 2.3 está representada a estrutura desagregada que surgiu com a reestruturação do setor elétrico e consequente desverticalização das companhias tradicionais.

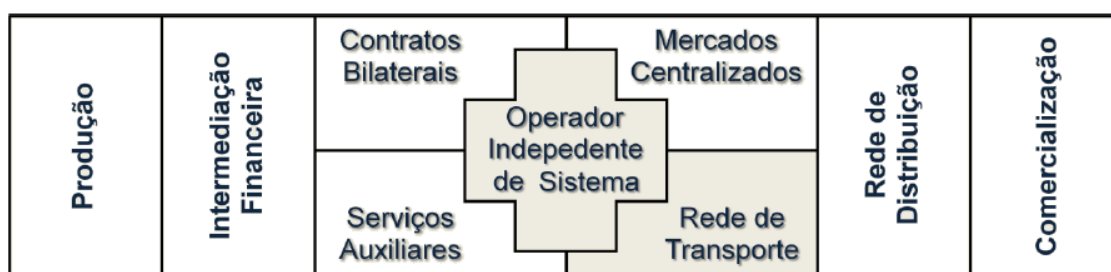


Figura 2.3 - Novo modelo desagregado do setor elétrico [5].

No esquema deste modelo desagregado são perceptíveis as atividades fortemente competitivas nas extremidades - a Produção, a Comercialização e a Intermediação Financeira - bem como a atividade de rede de distribuição, em regime de monopólio regulado. A zona central, engloba um conjunto de funções, anteriormente atribuídas ao segmento de transporte, que incluem [1], [5]:

- Contratos Bilaterais - podem ser de natureza física ou financeira. Estes contratos supõem o contacto direto entre entidades produtoras e comercializadores ou clientes elegíveis. Estas entidades estabelecem acordos que englobam o preço e a modulação da energia a produzir/consumir ao longo de um intervalo de tempo, geralmente longo;
- Mercados Centralizados - fazem surgir o conceito de Operador de Mercado, entidade que tem como principal função a administração destes mercados. Os mercados centralizados recebem propostas de compra, por parte dos consumidores, e de venda, por parte dos produtores, tipicamente para cada hora ou meia hora do dia seguinte. É da responsabilidade do Operador de Mercado proceder ao encontro destas propostas, construindo um despacho puramente económico para cada intervalo de tempo em que o dia seguinte se encontra organizado;

- Operador Independente de Sistema - tem funções de coordenação técnica da exploração das redes de transmissão de energia elétrica. Neste sentido, recebe informações sobre os despachos económicos resultantes da atividade dos mercados centralizados, assim como dos contratos bilaterais. Posto isto, o ISO procede à avaliação da viabilidade técnica do conjunto de despachos/contratos para cada intervalo de tempo do dia seguinte, com especial atenção para os congestionamentos, isto é, sobrecargas nas linhas. Caso se verifique a viabilidade do despacho, procede-se à contratação dos serviços auxiliares necessários. Na ocorrência de congestionamentos, a exploração do sistema não é viável do ponto de vista técnico, pelo que deverá ser sujeito às devidas alterações;
- Rede de Transporte - composta por entidades detentoras de ativos na atividade de transporte de energia elétrica, que atuam em regime de monopólio natural regulado, dadas as razões de índole económica e ambiental já referidas. Tanto estas empresas, como as detentoras de ativos na atividade de rede de distribuição, são remuneradas através de Tarifas de Uso das Redes. Em alguns países, as atividades de transporte e do ISO encontram-se agregados numa só entidade, designada por *Transmission System Operator* (TSO). São exemplos disto a Noruega e a Suécia, no âmbito da *Nord Pool*, e a Espanha e Portugal, no âmbito do MIBEL;
- Serviços Auxiliares - permitem o bom funcionamento do sistema e garantem determinados níveis de qualidade, fiabilidade e segurança. Estes serviços correspondem a reservas, produção de potência reativa e controlo de tensão, regulação de frequência/reservas e *blackstart*. As entidades fornecedoras destes serviços não correspondem necessariamente a entidades produtoras.

2.4 - Diretivas Europeias

Desde a década de 90, a Comissão Europeia tem publicado várias diretivas que, após terem sido transpostas para as legislações dos estados-membros, conduziram os seus setores elétricos a uma reestruturação progressiva. Os principais objetivos dessa reestruturação progressiva passam pela desverticalização das empresas de energia elétrica e a implementação de mecanismos de mercado, com o intuito de estabelecer a igualdade de circunstâncias para os setores elétricos dos estados-membros, com vista à criação de um Mercado Interno de Eletricidade [2]. Neste sentido, são destacadas três diretivas europeias essenciais: 96/92/CE, 2003/54/CE e 2009/72/CE.

Em 1996, a União Europeia era constituída por 15 estados-membros com diversas estruturas nos seus setores elétricos, designadamente estruturas verticalizadas e desverticalizadas, públicas, privadas, mistas e municipais, entre outras. A Diretiva Europeia 96/92/CE foi aprovada a 19 de dezembro de 1996, entrou em vigor em 19 de fevereiro de 1999 e constituiu

o primeiro documento no âmbito do Mercado Interno de Eletricidade. Este documento versa princípios gerais no que toca à organização do setor elétrico [1]:

- Regras Gerais de Utilização do Setor - artigo 3.º;
- Produção de Energia Elétrica - artigos 4.º a 6.º;
- Exploração da Rede de Transmissão - artigos 7.º a 9.º;
- Exploração da Rede de Distribuição - artigos 10.º a 12.º;
- Especificação e Transparência da Contabilidade - artigos 13.º a 15.º;
- Organização do Acesso à Rede - artigos 16.º a 22.º.

No âmbito da produção, o estabelecimento de novas instalações de produção passa a poder ocorrer mediante um sistema de autorização, após apresentação de proposta dos interessados às entidades competentes, ou através de um sistema de adjudicação por concurso.

No que toca à exploração das redes de transporte e distribuição, foi tornada obrigatória a criação de duas novas entidades encarregues pela exploração, manutenção e expansão das redes, com a definição do TSO e do Operador do Sistema de Distribuição - *Distribution System Operator* (DSO).

No que diz respeito à especificação e transparência da contabilidade, o artigo 13.º estipula que *“Os Estados-membros ou qualquer autoridade competente que designarem, têm direito de acesso à contabilidade das empresas de produção, transporte ou distribuição cuja consulta seja necessária para a sua missão de controlo.”* e o artigo 14.º que *“As empresas de electricidade integradas manterão, na sua contabilidade interna, contas separadas para as suas actividades de produção, transporte e distribuição e, se necessário, contas consolidadas para outras actividades não directamente ligadas ao sector da electricidade, como lhes seria exigido se as actividades em questão fossem exercidas por empresas distintas, a fim de evitar discriminações, subsídios cruzados e distorções de concorrência.”*

Em relação à organização do acesso à rede, o artigo 17.º estipula que *“Em caso de acesso negociado à rede, os Estados-membros tomarão as medidas necessárias para que os produtores e, caso os Estados-membros autorizem a sua existência, as empresas fornecedoras de electricidade e os clientes admissíveis, dentro e fora do território abrangido pela rede, possam negociar entre si um acesso à rede que lhes permita celebrar contratos de fornecimento na base de acordos comerciais voluntários.”* e o artigo 18.º, por sua vez, indica que *“No caso de sistema de comprador único, os Estados-membros designarão uma pessoa colectiva como comprador único no território coberto pelo operador da rede.”* [1], [6].

Em 2003, foi aprovada a Diretiva Europeia 2003/54/CE, que revogou a Diretiva de 1996. O seu objetivo passou pela correção de algumas deficiências legislativas da diretiva anterior, relacionadas com as atividades do setor elétrico, no sentido de acelerar a concretização total do mercado interno nos setores da eletricidade e do gás, assim como agilizar a liberalização dos mesmos. Esta diretiva vinca a possibilidade de os consumidores comerciais e industriais passarem a ter a possibilidade de escolher o seu fornecedor de energia elétrica desde 1 de

julho de 2004. Em Portugal, este direito foi alargado a todos os consumidores a partir de 1 de julho de 2007.

Adicionalmente, uma das mais importantes medidas estipuladas foi a necessidade de criação em cada país de uma entidade reguladora independente do setor elétrico, para garantir um ambiente concorrencial efetivo para o bom funcionamento do mercado. Em Portugal, esta medida já tinha sido antecipada aquando da diretiva anterior com a criação da ERSE [1], [7].

Por último, em 2009, foi aprovada a Diretiva Europeia 2009/72/CE, que se encontra atualmente em vigor e revogou a Diretiva de 2003. Esta Diretiva faz parte do designado “Terceiro Pacote Energético”, em conjunto com outras diretivas relativas ao setor do gás natural. Este pacote tem como principais objetivos o aumento da concorrência, a existência de uma regulamentação eficaz e o incentivo ao investimento em benefício dos consumidores e estabelece medidas que visam a consolidação de um mercado que funcione em benefício de todos os consumidores, independentemente da sua dimensão e que garanta ao mesmo tempo o fornecimento de energia mais seguro, competitivo e sustentável na União Europeia [8], [9].

Para além disto, a Diretiva de 2009 estabeleceu a criação da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia, que ajuda a assegurar o correto funcionamento do mercado único europeu do gás e da eletricidade, apoia as autoridades reguladoras nacionais no desempenho da sua função reguladora a nível europeu e, quando necessário, coordena o respetivo trabalho [8], [10].

Capítulo 3

Mercado Ibérico de Eletricidade

3.1 - Enquadramento histórico

No ano de 2000, o Governo Português propôs à Espanha a criação e desenvolvimento de um novo mercado regional de energia elétrica, dado pelo nome de MIBEL.

Em 14 de novembro de 2001, a iniciativa conjunta dos Governos de Portugal e Espanha foi formalmente iniciada através da assinatura do “Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a Criação do Mercado Ibérico de Eletricidade”. Neste Protocolo foram estabelecidos as etapas e os procedimentos cuja implementação sucessiva permitiria a convergência dos sistemas elétricos de Espanha e Portugal, com vista à criação e início de funcionamento do MIBEL. Para além disto, ficou estabelecido que a entrada em funcionamento do MIBEL ocorreria no dia 1 de janeiro de 2003, o que não se verificou [11].

Desde a assinatura deste acordo, são de destacar diversos marcos temporais com maior relevo para a criação e desenvolvimento do MIBEL, sendo que a Tabela 3.1 apresenta essa sequência cronológica [12].

Tabela 3.1 - Sequência cronológica de eventos relevantes para a criação e desenvolvimento do Mercado Ibérico de Eletricidade.

Data	Evento
março de 2002	Criação do “Modelo de organização do Mercado Ibérico de Eletricidade”
outubro de 2002	Criação do Operador do Mercado Ibérico (OMI), constituído por dois polos: um espanhol com o mercado à vista (<i>spot market</i>) - o OMIE; um português orientado para o novo mercado a prazo - o OMIP
agosto de 2003	Estabelecimento de regras necessárias ao funcionamento do mercado no âmbito do MIBEL
abril de 2004	Aprovação, pela Assembleia da República, do Acordo entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha para a constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica
outubro de 2004	XX Cimeira Luso-Espanhola de Santiago de Compostela: assinatura do Acordo para a constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica
novembro de 2005	XXI Cimeira Luso-Espanhola de Évora: definição de um novo calendário para o arranque do MIBEL, com destaque para o acordo entre ambos os Países no sentido de criar o Conselho de Reguladores
novembro de 2006	XXII Cimeira Luso-Espanhola de Badajoz: definição do “Plano de Compatibilização Regulatória”
março de 2007	Assinatura do “Plano de Compatibilização Regulatória”
julho de 2007	Início do funcionamento do MIBEL
janeiro de 2008	XXIII Cimeira Luso-Espanhola de Braga: assinatura do Acordo que revê o Acordo para a constituição de um Mercado Ibérico da Energia Elétrica
janeiro de 2009	XXIV Cimeira Luso-Espanhola de Zamora: acordo de constituição definitiva do Operador do Mercado Ibérico
novembro de 2009	Realização de um estudo com o objetivo de avaliar o desempenho e funcionamento do MIBEL, por parte do Conselho de Reguladores
maio de 2011	Assinatura, em Madrid, de um Memorando de Entendimento entre a CMVM, CNE, CNMV e ERSE para otimizar a cooperação, troca de informações e coordenação da supervisão do MIBEL
julho de 2012	Realização de um estudo sobre a “Integração da PRE no MIBEL e na operação dos respetivos sistemas elétricos”, por parte do Conselho de Reguladores do MIBEL

Com o arranque do funcionamento do MIBEL, passou a ser possível, a qualquer consumidor no espaço ibérico, a aquisição de energia elétrica, num regime de livre concorrência, a qualquer produtor ou comercializador que atue em Portugal ou Espanha.

As principais metas do MIBEL são [13]:

- beneficiar os consumidores de eletricidade dos dois países;
- estruturar o funcionamento do mercado de forma transparente e com base nos princípios da transparência;
- favorecer o desenvolvimento do mercado de eletricidade, com a definição dos preços de mercado através de uma metodologia única e integrada para os dois países;
- permitir o livre acesso ao mercado a todos os participantes;
- favorecer a eficiência económica das empresas do setor elétrico, ao promover a livre concorrência.

3.2 - Estrutura do MIBEL

Em outubro de 2002, na XVIII Cimeira Luso-Espanhola realizada em Valência, ficou decidido o modelo de organização do MIBEL, com a integração e incorporação dos mercados de energia elétrica de Portugal e Espanha. Para tal, foram estabelecidos dois polos responsáveis pela gestão dos mercados:

- *Operador del Mercado Ibérico - polo Español* (OMIE) - responsável pela gestão dos mercados diário e intradiário, designados por mercados à vista, ou *spot markets*;
- Operador do Mercado Ibérico - polo Português (OMIP) - responsável pela gestão dos mercados de derivados.

Desta forma, o polo espanhol já existente em Madrid, a *Compañia Operadora del Mercado Español de Electricidad* (OMEL), passou a ser designada por OMIE e a junção de ambos os operadores de mercado, o OMIP e o OMIE, dá origem a um único operador denominado de Operador do Mercado Ibérico (OMI) [14]. Na Figura 3.1 encontra-se representado o esquema organizativo do OMI.

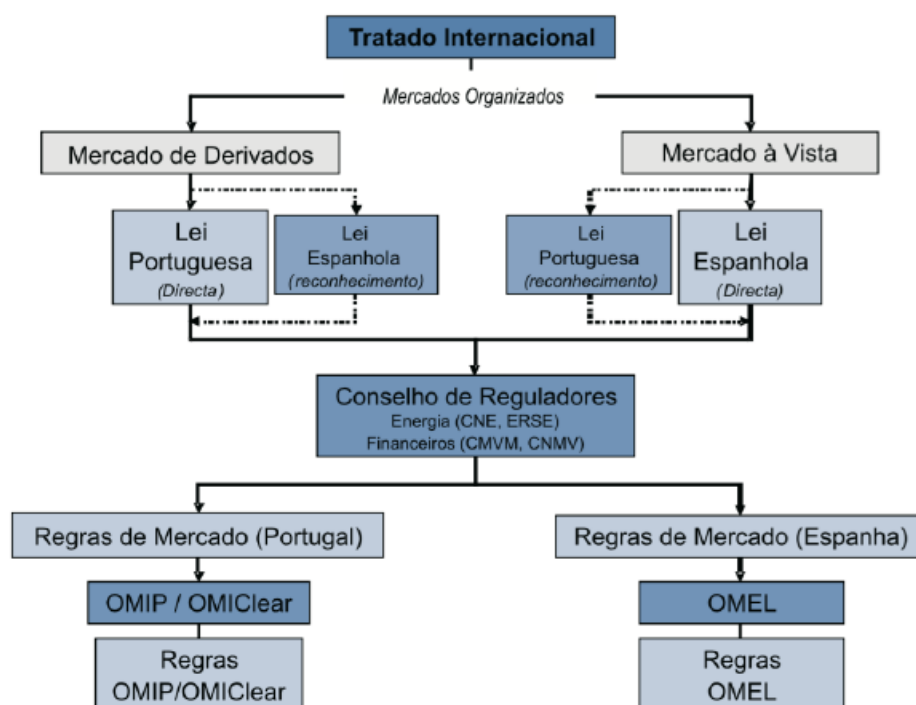


Figura 3.1 - Esquema organizativo do Operador de Mercado Ibérico [14].

O MIBEL é fundamentado na liberdade de contratação de energia elétrica entre os participantes no mercado. Resumidamente, este é baseado em ofertas diárias nas quais se remuneram os produtores de energia ao preço marginal ou são realizados contratos bilaterais entre os produtores e os comercializadores com duração máxima de dois anos.

Para compreender a estrutura do mercado ibérico de eletricidade é realizada a caracterização das suas duas atividades abertas à concorrência: produção (mercado grossista) e comercialização (mercado retalhista). No mercado grossista, os produtores asseguram a alocação da energia elétrica e os agentes compradores procuram adquiri-la para consumo próprio ou para satisfazer a carteira de fornecimentos a clientes finais. No mercado retalhista, os agentes comercializadores competem entre si para assegurar o fornecimento dos clientes finais [15], [16].

3.2.1 - Mercado grossista

O mercado grossista do MIBEL assenta na existência de vários modelos de contratação de energia elétrica, que refletem as especificidades de funcionamento do setor elétrico, nomeadamente a existência de um equilíbrio síncrono entre a produção e o consumo. Na atualidade, este mercado compreende [15], [16]:

- Mercado de contratação a prazo - gerido pelo OMIP, no qual são estabelecidos contratos de futuro de produção e compra de energia elétrica, tendo por base a liquidação física (venda de energia) ou a liquidação financeira (remunerações);

- Mercado *spot* de contratação em *Pool* (ou em bolsa) - gerido pelo OMIE, no qual existe a contratação diária e a contratação intradiária (ajustes intradiários). Nestes mercados ocorrem negociações para a compra e venda de energia elétrica para o dia seguinte;
- Mercado de serviços de sistema - para garantir o ajustamento de equilíbrio entre o consumo e a produção de energia elétrica em tempo real. Este assegura o controlo de frequência e o controlo de tensão/potência reativa, estando estas funções atribuídas aos Operadores de Sistema dos dois países;
- Mercado de contratação bilateral - em que os agentes celebram contratos de forma livre (preços, termos e condições) e de acordo com a capacidade da rede. Esta compra e venda de energia elétrica é feita para diversos horizontes temporais.

3.2.2 - Mercado retalhista

O mercado retalhista do MIBEL evoluiu com a liberalização do setor elétrico, pelo que os consumidores podem decidir entre duas formas de contratação do fornecimento de energia elétrica [15], [16]:

- Contratação em mercado regulado - na qual são aplicadas tarifas integrais reguladas;
- Contratação em mercado liberalizado - na qual os consumidores podem estabelecer livremente contratos com os comercializadores. Os termos e condições do negócio são definidos por ambas as partes, porém a componente de acesso às redes é aplicada através de um preço regulado.

3.3 - Modelos do MIBEL

Do decorrer do mercado grossista do MIBEL, admitem-se três principais modelos de mercado [1]:

- Modelo em *Pool* (diário e intradiário);
- Contratos bilaterais;
- Modelo misto (*Pool* comum + contratos bilaterais).

3.3.1 - Modelo em *Pool*

A reformulação do relacionamento entre as entidades produtoras, por um lado, e as empresas comercializadoras e clientes elegíveis, por outro, introduziram novos mecanismos de mercado no setor elétrico. Para tal, destaca-se a criação dos mercados centralizados, habitualmente conhecidos como mercados em *Pool*. Estes mercados de curto prazo pretendem encontrar um equilíbrio entre a produção e o consumo, com base nas propostas comunicadas pelas entidades já referidas. Usualmente funcionam no dia anterior àquele em que é

implementado o resultado das propostas de compra/venda aceites, pelo que se designam de *Day-Ahead Markets* ou Mercados *Spot* de energia elétrica. No mercado *spot* é feita uma contratação à vista, isto é, os ativos são negociados para entrega imediata.

Os mercados de curto prazo estão associados a decisões de investimentos já tomadas no passado, pelo que estão estruturados para reagir de forma positiva a variações de carga e refletir essas alterações nos preços. Deste modo, é possível otimizar o funcionamento do sistema a curto prazo e assim incluir centrais elétricas com diferentes custos marginais entre si [1].

Neste mercado, o intervalo de tempo de um dia, negociado no dia anterior, é decomposto em 24 ou 48 intervalos de 1 hora ou 30 minutos, respetivamente. Portugal está incluído na negociação realizada pela OMIE, pelo que o fuso horário de referência é o espanhol. Em cada um destes intervalos, são efetuados despachos económicos das propostas de compra/venda apresentadas pelos agentes que atuam no mercado, compostas por um preço mínimo a que estão dispostos a vender a energia elétrica, um preço máximo a que estão dispostos a pagar pela sua compra, a indicação do nó da rede onde será feita essa injeção ou consumo da mesma e a potência pretendida. Os preços indicados pelos agentes produtores remetem a preços marginais de produção [15].

O Operador de Mercado tem como função a ordenação de todas as propostas de compra/venda apresentadas pelos agentes e a realização do despacho económico para cada um dos intervalos do dia seguinte. Concluído este processo, estes despachos puramente económicos são enviados para o Operador de Sistema, que avalia a viabilidade técnica dos mesmos, com base nos limites dos equipamentos presentes no sistema. No caso dos despachos económicos serem considerados viáveis, estas são aplicadas no dia seguinte. Neste sentido, o Operador de Sistema comunica as potências finais aos produtores, contrata os serviços auxiliares necessários e transmite todos os dados à entidade responsável pela rede de transporte. No caso da ocorrência de congestionamentos na rede, o Operador de Mercado e o Operador de Sistema interagem para a resolução da situação. Se ainda assim não for possível corrigir os congestionamentos, é da responsabilidade do Operador de Sistema alterar os despachos económicos [17]. Este modelo de exploração do setor elétrico está ilustrado na Figura 3.2.

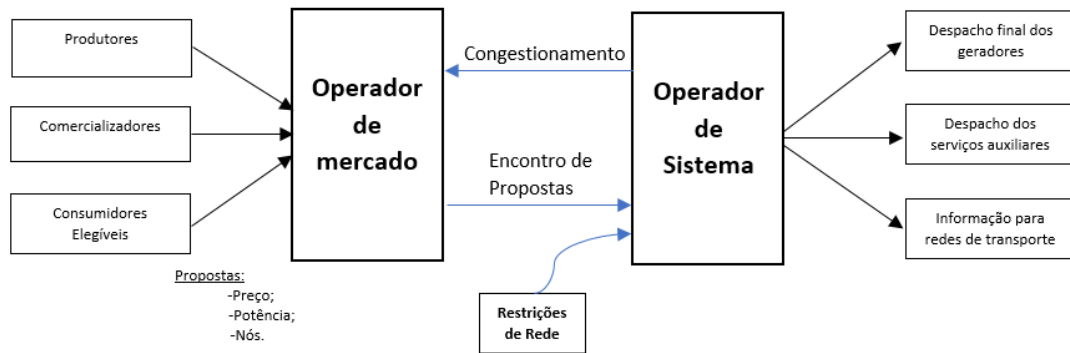


Figura 3.2 - Modelo de exploração do setor elétrico em *Pool* [17].

3.3.2 - Curvas de mercado

O mercado em *Pool* opera pelo cruzamento das curvas agregadas de propostas de compra, por um lado, e de venda, por outro, tendo por base as propostas comunicadas pelos vários agentes. Tal como indicado anteriormente: cada proposta é caracterizada pela hora e pelo dia a que correspondem, assim como o preço e a quantidade de energia negociada. Para construir estas curvas é utilizado como critério o preço, pelo que as propostas de compra são ordenadas de forma decrescente dos preços (curva de procura) e as de venda por ordem crescente (curva de oferta) [1].

As curvas de oferta no MIBEL têm uma composição tipicamente diferente conforme se trata de Espanha ou Portugal [15]:

- na zona espanhola, a parte inicial da curva é composta pelas centrais nucleares e pela Produção em Regime Especial (PRE), que apresentam um preço marginal muito baixo. A zona alta da curva é constituída pelas centrais hídricas em albufeira, que por sua vez podem apresentar preços marginais mais elevados, refletindo o valor de utilização da água;
- na zona portuguesa, o segmento inicial da curva é composto pela PRE e pelas centrais a fio de água, dada a sua diminuta capacidade de armazenar de água. Na secção intermédia, estão ordenadas as centrais de ciclo combinado a gás natural e as centrais térmicas a carvão, mediante os critérios de rendimento e de fornecimento de combustível. Na zona superior da curva, estão dispostas as centrais de albufeira

As curvas de procura no MIBEL são compostas por uma secção superior constituída pelos fornecedores regulados e uma zona inferior e intermédia que abrange a procura correspondente aos comercializadores do mercado livre e às centrais hídricas com bombagem.

Em Espanha, a partir de 1 de julho de 2008, verificou-se um aumento da quantidade de energia adquirida pelos comercializadores para o seu fornecimento, com a eliminação da tarifa

integral de alta tensão. Em Portugal, também se constatou um aumento destas compras desde 2009, dado o elevado custo para a energia prevista nas tarifas reguladas [15].

3.3.3 - Equilíbrio de mercado

O equilíbrio de mercado é definido como o preço para o qual a quantidade oferecida no mercado é igual à quantidade procurada. Geometricamente, estes valores correspondem ao ponto de interseção entre a curva da oferta e a curva da procura [18]. A Figura 3.3 ilustra este mecanismo.

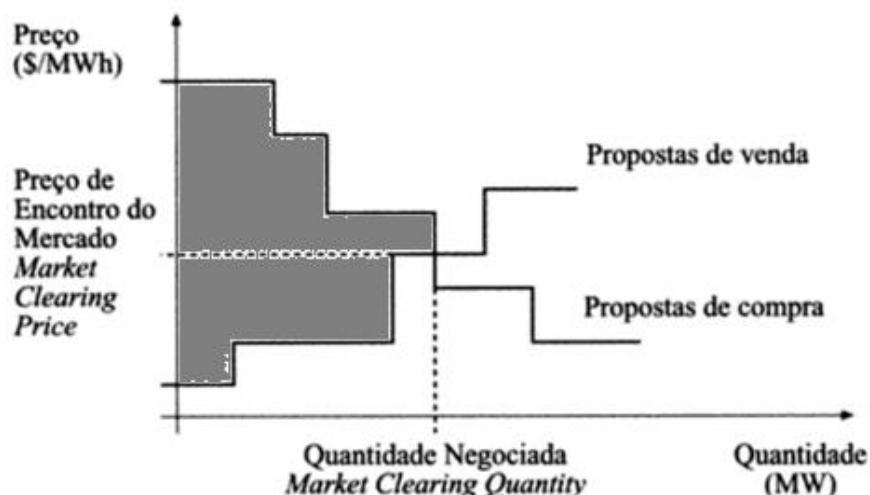


Figura 3.3 - Curvas agregadas de oferta e procura e o ponto de equilíbrio de mercado [1].

O valor da ordenada do ponto de interseção entre as duas curvas corresponde ao Preço de Encontro do Mercado - *Market Clearing Price* - e o valor da abcissa à Quantidade Negociada - *Market Clearing Quantity* - de energia elétrica [1].

As ofertas de compra e venda que se encontram à direita do ponto de interseção representam as propostas que não foram aceites pelo Operador de Mercado, dado não existirem propostas de compra cujo preço seja superior ao das de venda ainda não despachadas. As restantes propostas são aceites. No MIBEL, todos os agentes compradores pagam um mesmo preço e os vendedores recebem esse mesmo preço, modelo que se designa por preço marginal único. Com isto, os produtores, à exceção do produtor cuja proposta de venda foi a última a ser aceite, obtêm uma remuneração atrativa, uma vez que o preço de mercado supera os custos médios de produção [2], [19].

A modelização do despacho em ambiente de mercado para cada hora do dia seguinte, pretende maximizar o benefício que resulta da utilização da energia elétrica face ao seu preço. Desta forma, os consumidores analisam a viabilidade do preço a pagar pela energia utilizada. Este benefício é denominado de Função de Benefício Social - *Social Welfare Function* - e corresponde à área entre as curvas agregadas das propostas de compra e venda, representada a sombreado na Figura 3.3 [15].

A formulação matemática que permite obter o valor ótimo da Função de Benefício Social é dada por (3.1) a (3.4).

$$\max Z = \sum_{i=1}^{N_D} C_{Di}^{of} \cdot P_{Di} - \sum_{j=1}^{N_G} C_{Gj}^{of} \cdot P_{Gj} \quad (3.1)$$

$$\text{sujeito a } \sum_{i=1}^{N_D} P_{Di} - \sum_{j=1}^{N_G} P_{Gj} \quad (3.2)$$

$$0 \leq P_{Di} \leq P_{Di}^{of} \quad (3.3)$$

$$0 \leq P_{Gj} \leq P_{Gj}^{of} \quad (3.4)$$

Nesta formulação:

- N_D - número de propostas de compra;
- N_G - número de propostas de venda;
- i - índice da proposta de compra;
- j - índice da proposta de venda;
- C_{Di}^{of} - preço da proposta de compra de energia i ;
- C_{Gj}^{of} - preço da proposta de venda de energia j ;
- P_{Di} - potência despachada da proposta de compra de energia i ;
- P_{Gj} - potência despachada da proposta de venda de energia j ;
- P_{Di}^{of} - potência da proposta de compra de energia i ;
- P_{Gj}^{of} - potência da proposta de venda de energia j ;

O funcionamento de um mercado em *Pool* apresenta maior eficiência consoante o aumento do número de agentes e a diminuição da concertação na preparação das propostas existentes. Deste modo, é possível evitar posições de domínio de mercado e reduzir a descontinuidade das curvas agregadas de propostas de compra e venda. Com isto, estão reunidas as condições para aproximar o mercado do ideal [2].

3.3.4 - Propostas Simples vs. Propostas Complexas

Em ambiente de mercado, as propostas de venda de energia elétrica são caracterizadas por um preço marginal, isto é, um preço a que seria remunerada uma unidade extra de energia na sequência de um aumento de carga em uma unidade.

As propostas de venda podem ser classificadas como simples ou complexas. As Propostas Simples correspondem às ofertas de compra e venda descritas nos subcapítulos anteriores. Estas são caracterizadas pela inexistência de qualquer interação temporal entre as propostas transmitidas pelo mesmo agente. As Propostas Complexas são utilizadas no caso da existência de um valor mínimo para a produção, de taxas de tomada ou diminuição de carga em centrais térmicas, ou da especificação de um requisito de remuneração mínima a obter em cada dia. Estas propostas contemplam novas condições, nomeadamente a indivisibilidade do primeiro

bloco (mínimo técnico de geradores térmicos), rampas de subida e descida e o requisito de remuneração mínima, com o propósito de remunerar custos de arranque e de paragem.

A utilização das propostas complexas, ao invés das simples, originam o acoplamento dos problemas horários no decurso do dia de negociação e numa formulação mais realista, de maior dimensão e mais complexa [1], [2].

No MIBEL, é possível um gerador fixar um valor mínimo de remuneração que pretende obter ao longo do dia. Esta condição de remuneração mínima é avaliada através da soma dos produtos de potência produzida pelo preço de mercado durante o dia. Se a remuneração diária for inferior ao valor mínimo que o gerador pretende, este é retirado do despacho. Através deste mecanismo, o despacho realizado pelo Operador de Mercado contempla os custos de arranque e de paragem dos geradores [15].

3.3.5 - Mercado de contratação bilateral

O mercado para contratos bilaterais surgiu no sentido de contrariar obstáculos existentes nos mercados de carácter obrigatório. No modelo em *Pool*, os agentes compradores não conseguem identificar o fornecedor de energia elétrica e vice-versa, na medida em que o Operador de Mercado funciona de forma anónima como entidade intermediária, comum a todos os compradores e vendedores. Para além disto, a volatilidade dos preços de mercado é prejudicial, na medida em que as empresas operam num ambiente de maior incerteza no que diz respeito às suas transações financeiras [1].

Os contratos bilaterais permitem que seja negociado diretamente um acordo entre os produtores, comercializadores e/ou clientes elegíveis, num horizonte temporal mais alargado, com liberdade de preço de serviço, duração, condições de fornecimento, qualidade de serviço e valores de potência. Os preços finais da energia elétrica são acordados com base nos seguintes critérios: preços de compra, custos das perdas, preços dos serviços de sistema, custos de apoio às energias renováveis e medidas de apoio à eficiência energética. Através destes contratos, o risco inerente ao funcionamento dos mercados a curto prazo é reduzido e confere às várias entidades a possibilidade de eleger o fornecedor com o qual se pretendem relacionar. Em contraste, no caso de se realizar um mau contrato, tendo em conta que o preço é fixo, estão associados riscos como: erros de previsão e de estimativas de carga e instabilidade no preço de matérias primas como combustível. Nestas condições, o preço negociado pode ser muito superior ao preço de mercado em bolsa (modelo em *Pool*) [15].

Existem dois principais tipos de contratos bilaterais:

- Contratos bilaterais físicos;
- Contratos bilaterais financeiros - às diferenças, futuros e opções.

Os contratos bilaterais físicos compreendem um prazo alargado e várias condições inerentes à transação de energia, designadamente o preço do serviço a fornecer, a qualidade de serviço, a modulação da potência ao longo do período de contrato e os nós de injeção e de

absorção. Na ausência da violação de restrições técnicas da rede, como congestionamentos, a indicação dos nós reflete a influência destes contratos nas condições de exploração do sistema elétrico, mais especificamente ao nível dos trânsitos de potência. O Operador de Sistema deve ser informado das quantidades de energia negociada e dos nós envolvidos de modo a avaliar a viabilidade do despacho do Operado de Mercado em conjunto com os contratos estabelecidos, sem necessidade de conhecer o preço negociado da energia.

Os contratos bilaterais financeiros contemplam mecanismos de índole puramente financeira com o objetivo de mitigar o risco de volatilidade dos mercados de energia a curto prazo. Para tal, os agentes contratantes tentam resguardar-se contra comportamentos indesejados dos preços obtidos nestes mercados, através de modelos de contratos: contratos às diferenças - *Contracts for Differences* (CFD) - contratos de futuros e contratos de opções.

Os contratos às diferenças representam uma forma de lidar com este risco e um mecanismo para estabilizar as remunerações pagas pelas entidades consumidoras e a receber pelas entidades produtoras. Nestes contratos os intervenientes estabelecem um preço-alvo - *Target Price*. Nos períodos em que o preço-alvo é superior ao preço de mercado, a entidade consumidora paga a diferença entre os dois preços à entidade produtora. Quando o preço-alvo é inferior ao preço de mercado, é a entidade produtora que paga essa diferença à entidade consumidora. A Figura 3.4 ilustra o funcionamento dos contratos às diferenças.

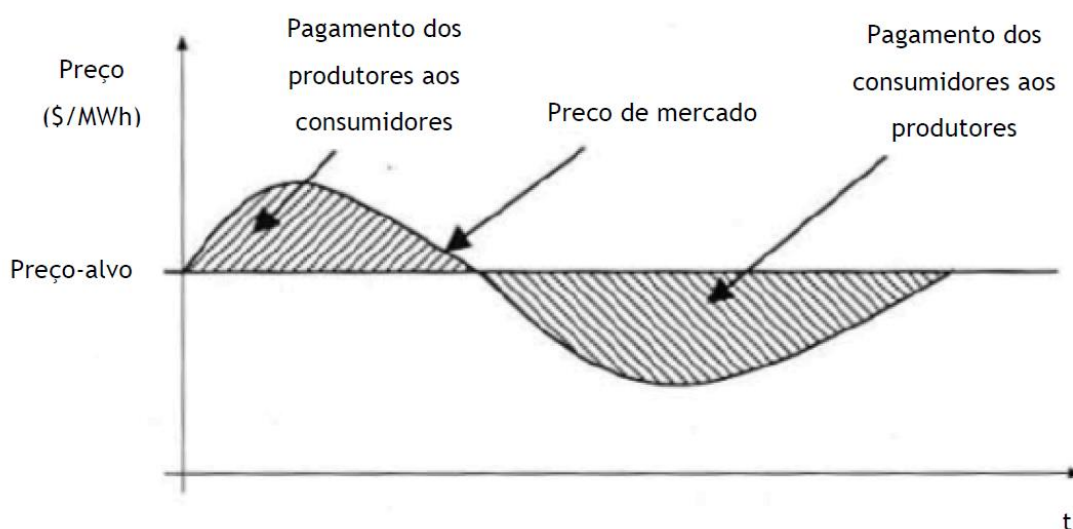


Figura 3.4 - Representação gráfica do funcionamento de um contrato às diferenças [1].

Os contratos de futuros são mecanismos financeiros que possibilitam a reserva de determinado recurso de energia elétrica por parte das entidades consumidoras, segundo um preço acordado para um horizonte temporal definido com uma entidade produtora. Estes contratos obrigam ao uso do recurso no final do prazo estabelecido, o que implica perdas financeiras significativas se o preço de mercado a curto prazo evoluir para preços inferiores aos definidos no contrato.

Os contratos de opções permitem que as entidades contratantes utilizem ou não a energia elétrica reservada, pelo que se trata de um mecanismo que pode ser desativado no caso de surgirem investimentos mais atraentes. Desta forma, é possível reduzir o risco associado aos contratos de futuros [1].

Através da análise do relatório mensal do MIBEL referente a outubro de 2015, é possível concluir que o mercado diário (ou em *Pool*) e o mercado de contratos bilaterais físicos são os mais utilizados no mercado ibérico. Na Figura 3.5 estão representados os gráficos referentes à energia negociada (vendas) no MIBEL à data de outubro de 2015. A sua análise permite concluir que o mercado de contratos bilaterais físicos apresenta uma influência mais significativa em Espanha, 44% do total negociado, do que em Portugal, 24% [20].

Energia negociada (vendas)

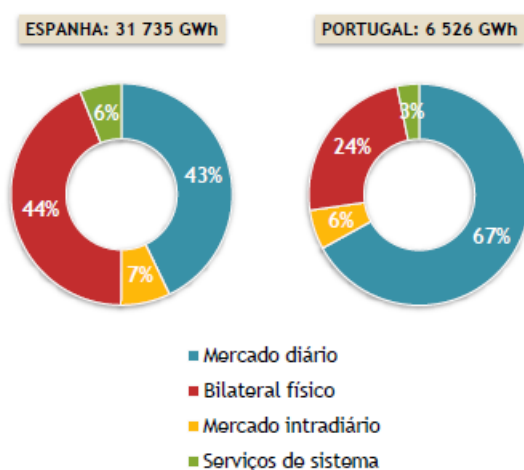


Figura 3.5 - Tipos de negociação utilizadas no MIBEL (dados referentes a outubro de 2015) [20].

3.3.6 - Modelo misto

O modelo misto consiste na combinação dos mercados centralizados em *Pool* e dos contratos bilaterais físicos e/ou financeiros. Esta estrutura mista aumenta a possibilidade de escolha das entidades compradoras para adquirirem energia elétrica. Como se verificou no final do subcapítulo anterior, o MIBEL utiliza este modelo de exploração e funcionamento de mercado. A utilização do modelo misto permite aumentar a concorrência, contribuindo para a tendência geral de redução de preços [1]. Este modelo de exploração do setor elétrico está ilustrado na Figura 3.6.

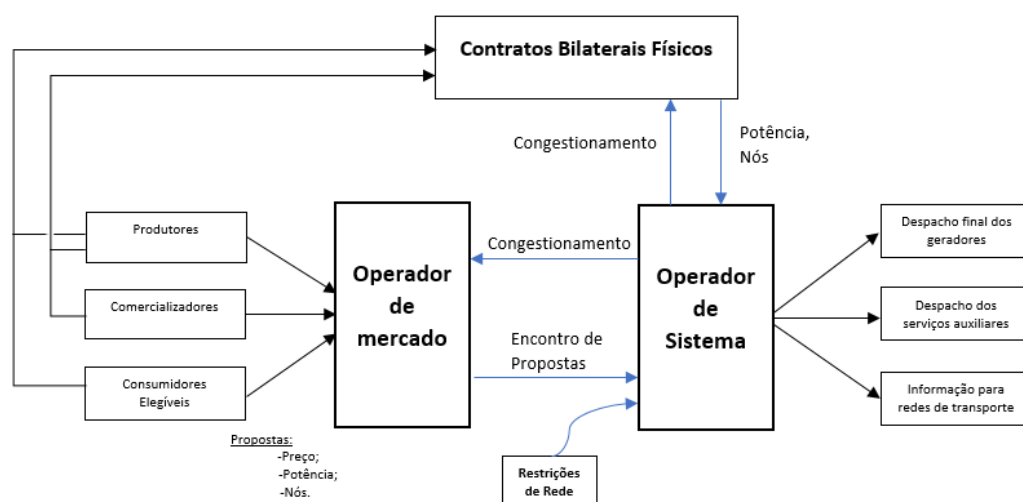


Figura 3.6 - Modelo misto de exploração do setor elétrico [17].

No modelo misto, o planeamento da operação é semelhante ao do modelo em *Pool*, detalhado na secção 3.3.1. As entidades compradoras e produtoras apresentam as propostas ao Operador de Mercado, que procede à ordenação das ofertas de venda por ordem crescente de preço e das ofertas de compra por ordem decrescente, com a criação das curvas agregadas de compra e venda, como ilustra a Figura 3.3. De seguida, é determinado o preço de encontro do mercado e a quantidade de energia a ser despachada para cada período do dia seguinte a partir do ponto de interseção das duas curvas. Posto isto, a informação relativa ao resultado do despacho com as propostas aceites (preço, potência e nós de absorção e injeção da rede) e aos contratos bilaterais realizados (potência e nós de absorção e injeção da rede) é enviada para o Operador de Sistema. Por sua vez, este avalia a viabilidade técnica do sistema para todos os períodos do dia seguinte. No caso de ser viável, o Operador de Sistema envia o despacho final para os agentes produtores, contrata os serviços auxiliares necessários e remete informações para a rede de transmissão. Por outro lado, a ocorrência de congestionamentos, por exemplo, constitui uma inviabilidade técnica, que implica que o Operador de Sistema devolva todos os dados recebidos aos intervenientes e, se necessário, procede à ativação dos mercados de ajustes através de propostas de incrementos ou decrementos de potência, conforme a situação. Em alguns cenários, podem ser ativados mecanismos de separação de mercados - *Market Splitting* - tema que será abordado no subcapítulo 3.3.9 [1].

3.3.7 - Mercados de serviços de sistema

Os mercados de serviços de sistema consistem na aquisição de recursos/produtos independentes da atividade de produção de energia elétrica, necessários para assegurar a segurança e a fiabilidade da exploração dos sistemas elétricos. Para tal, é fundamental a contratação da regulação secundária e da reserva de regulação ou reserva terciária. A

negociação é feita através de ofertas submetidas por entidades qualificadas do mercado ao Operador de Sistema.

O artigo 151.º do Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico (RRC), define que a compra de potência e energia para os serviços de sistema é considerada como contratação de energia elétrica em regime de mercado grossista [21].

Este mercado, contrariamente aos mercados *spot* e a prazo, funciona de forma separada em Portugal e em Espanha. No sentido de alcançar um funcionamento ideal do MIBEL, pretende-se que os serviços de sistema sejam geridos de forma mais homogénea, com base em regras de mercado transparentes, como se existisse um único Operador de Sistema Ibérico. Contudo, a existência de uma capacidade de interligação limitada, impede a utilização de serviços comuns de operação do sistema, pelo que este objetivo não é alcançável a curto prazo [22].

3.3.8 - Mercado a prazo

O mercado a prazo oferece instrumentos de gestão de risco sob a forma de derivados, designadamente o estabelecimento de contratos de compra e venda de energia elétrica a longo prazo (semana, mês, trimestre e ano). No MIBEL, a entidade responsável pela gestão deste mercado é o OMIP, que disponibiliza os seguintes instrumentos [23]:

- Contratos Futuro - são contratos de compra ou venda de energia para um determinado horizonte temporal, no qual o comprador se compromete a adquirir eletricidade num dado período de entrega e o vendedor estabelece o compromisso de disponibilizar essa mesma eletricidade, estipulando um preço, aquando da transação. Neste tipo de contrato, a liquidação dos ganhos e perdas resultantes das flutuações de preços ao longo do período de negociação, é feita numa base diária. Segundo o OMIP, os contratos futuro representam os produtos mais transacionados no mercado a prazo;
- Contratos *Forward* - são contratos que se assemelham aos contratos futuro, com a diferença na forma de liquidação das margens entre o preço de transação e a cotação do mercado, que neste tipo de mercado apenas ocorre durante a fase de entrega e numa base mensal;
- Contratos *SWAP* - são contratos em que se efetua a troca de posição em preço variável, por uma posição de preço fixo ou vice-versa, consoante o sentido da alteração. Este tipo de contrato pretende fazer a gestão ou toma de risco financeiro, não através da entrega física do produto em questão, mas através da liquidação das margens correspondentes.

3.3.9 - Market Splitting

No MIBEL, em determinadas alturas, os trânsitos de potência nas linhas de interligação entre a rede portuguesa e a espanhola, poderiam exceder a sua capacidade como resultado do despacho económico realizado no mercado. Esta situação é denominada de congestionamento e não permite acomodar todo o fluxo de energia resultante das transações pretendidas pelos agentes de mercado. O mecanismo utilizado para resolver este problema é o *Market Splitting*, ou separação de mercado. A aplicação deste mecanismo consiste na operação individual de ambos os países durante o período de congestionamento, o que resulta em preços diferenciados para Portugal e Espanha [2]. Sempre que existe uma diferença nos preços das duas zonas, ocorre um *spread* de preços entre elas [15].

A Figura 3.7 ilustra a sucessão de acontecimentos que leva à ocorrência deste fenómeno.

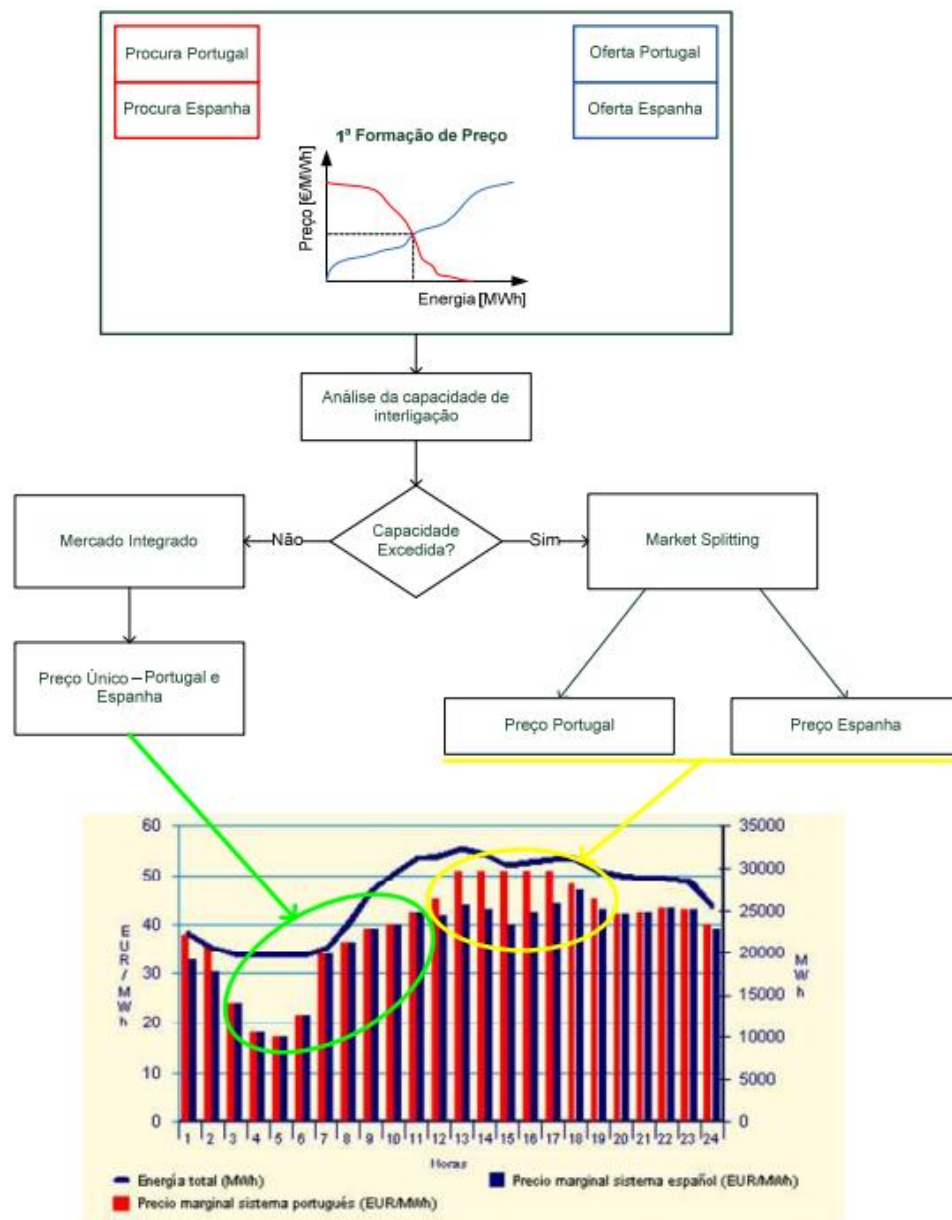


Figura 3.7 - Diagrama representativo da ocorrência de *market splitting* [24].

Em situação normal, a capacidade de interligação entre os dois sistemas é suficiente para garantir o fluxo de potências que resulta do despacho horário realizado pelo Operador de Mercado. Diante disso, as linhas de interligação não ficam congestionadas e o preço de mercado é único para ambos os sistemas. No caso da capacidade de interligação ser excedida, as linhas ficam congestionadas e ocorre uma separação das áreas dos dois países no que toca ao preço de mercado, sendo superior o preço na área importadora e inferior na área exportadora [2].

As entidades de supervisão do MIBEL devem assegurar a minimização de situações de separação de mercado, com a garantia da segurança do mercado e de que os vários agentes não apresentem comportamentos anticoncorrenciais.

No período inicial de arranque do funcionamento do MIBEL (2007 e 2008), foi verificada a ativação do mecanismo de *market splitting* em cerca de 85% das horas desses anos, com predominância de situações em que Portugal importava energia de Espanha e tinha, portanto, um preço mais elevado. Com o passar dos anos, as redes de transporte começaram a ficar menos sobrecarregadas, dada a entrada em serviço de novas linhas de interligação e o aumento da produção ligada às redes de distribuição. Desta forma, nos anos mais recentes constata-se uma redução significativa desse valor, para valores entre 10% a 15% das horas do ano [15]. Como resultado, tem ocorrido uma verdadeira convergência de preços, podendo afirmar-se que há com elevada frequência um preço único em toda a Península.

3.3.10 - Estruturação temporal

No mercado diário do MIBEL, gerido pela OMIE, ocorre diariamente a transação de energia elétrica que garante a procura para cada hora do dia seguinte. Este mercado encerra às 10 horas de cada dia, sendo que às 11 horas são conhecidos os resultados do processo de equilíbrio de mercado para cada hora do dia seguinte. O processo de equilíbrio inclui informações relativas a entregas físicas para posições abertas transferidas do mercado a prazo, para solicitações e execução de leilões regulados: leilões de capacidade virtual e leilões de Contratos de Energia para a Comercialização de Último Recurso (CESUR); e os resultados dos leilões de capacidade nas interligações.

Posto isto, são incorporados os contratos bilaterais e entre as 11 e as 14 horas é obtido o Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF) para os vários sistemas. Com o processo de encontro do mercado diário e a inclusão dos contratos bilaterais, é necessário os Operadores de Sistema analisarem e resolverem restrições técnicas que se encontrem violadas, constituindo assim os respetivos Programas Diários Viáveis Provisórios (PDVP). Até às 16 horas é publicado o PDV definitivo, que inclui as informações relativas ao mercado de regulação secundária.

A Tabela 3.2 apresenta os horários das sessões do mercado diário e intradiário e a sua estrutura temporal. Como já foi referido no subcapítulo 3.3.1, Portugal está incluído na

negociação realizada pela OMIE, pelo que o fuso horário de referência é o espanhol. O resultado da cada sessão é apresentado no Programa Horário Final (PHF) [16].

Tabela 3.2 - Esquema temporal de funcionamento do MIBEL [16].

HORARIO DE LAS SESIONES DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD							
	MERCADO DIARIO	1ª SESIÓN	2ª SESIÓN	3ª SESIÓN	4ª SESIÓN	5ª SESIÓN	6ª SESIÓN
Apertura de sesión		16:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Recepción contratos bilaterales	10:00						
Integración de las posiciones abiertas del mercado a plazo	10:00						
Cierre de sesión	10:00	17:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	11:00	18:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Publicación del programa base de funcionamiento (PBF)	12:00						
Recepción de desagregaciones	12:00	Durante 30 minutos posteriores a la publicación de los resultados de la casación					
Análisis de restricciones	14:00	19:10	23:10	3:10	6:10	10:10	14:10
Publicación del programa diario viable (PVD)	16:00						
Publicación del programa horario final (PHF)		19:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Anotaciones en cuenta para seguimiento de garantías	11:00	19:15	23:15	3:15	6:00	9:40	15:30
HORIZONTE DE PROGRAMACIÓN	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
Periodos horarios		21 - 24	1 - 24	5 - 24	8 - 24	12 - 24	16 - 24

Com a progressiva integração do MIBEL nos mercados europeus, o horário das sessões encontra-se atualmente estruturado como indicado na Tabela 3.3 [15].

Tabela 3.3 - Atual estrutura do mercado intradiário do MIBEL [25].

	SESION 1º	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
Apertura de Sesión	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
Cierre de Sesión	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
Casación	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
Recepción de desagregaciones de programa	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
Publicación PHF	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
Horizonte de Programación (Periodos horarios)	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

No mercado intradiário do MIBEL são realizados ajustes com o objetivo de garantir o equilíbrio entre a oferta e a procura, ao retificar as posições anteriores de modo a ficarem mais próximas das necessidades de operação em tempo real se comparada com a obtida com o mercado diário. Estas transações de energia elétrica são efetuadas em seis sessões diárias de negociação. A primeira sessão engloba um intervalo de 28 horas, constituído pelas últimas 4 horas no dia da negociação (D-1) e as 24 horas do dia seguinte ao da negociação (D). A segunda sessão abrange as 24 horas do dia D. A terceira sessão inclui as últimas 20 horas do dia D. A quarta sessão é constituída pelas últimas 17 horas do dia D. A quinta sessão abrange as últimas

13 horas do dia D. A sexta e última sessão, abrange as últimas 9 horas do dia D [16]. A Figura 3.8 ilustra os instantes de ativação e o período em que ocorrem.

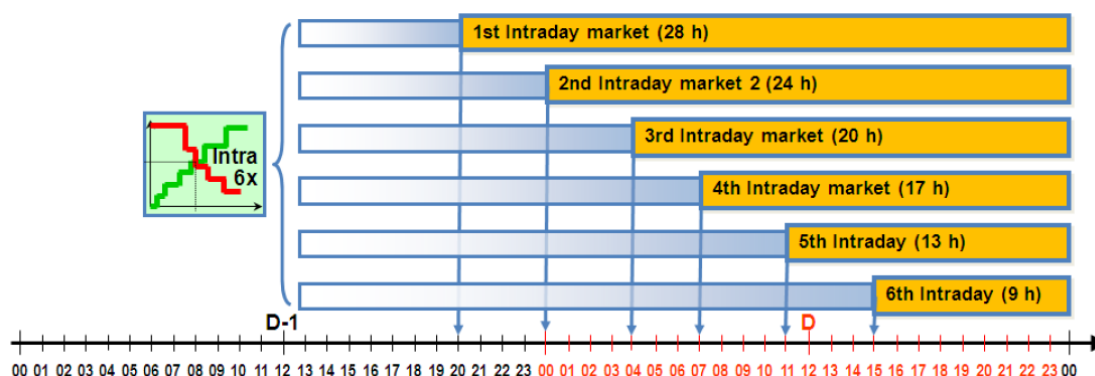


Figura 3.8 - Estrutura por sessões do mercado intradiário do MIBEL [16].

3.4 - Entidades Reguladoras

Em 2004, o Acordo firmado em Santiago de Compostela estabelece regras para a supervisão dos mercados do MIBEL, com o objetivo de garantir o seu correto funcionamento e uma progressiva integração nos mercados elétricos europeus. A supervisão destes mercados é da responsabilidade dos organismos de supervisão do país onde estes foram criados, sendo regidos pela legislação desse país.

Nesse mesmo ano, Portugal e Espanha fundaram o Conselho de Reguladores que, para além do seu papel preponderante no acompanhamento da aplicação e desenvolvimento do MIBEL, é responsável por: dar o parecer à aplicação de multas e sanções por infrações cometidas, organizar e estruturar o formato de supervisão e emitir relatórios acerca de propostas ou alterações para o desenvolvimento futuro.

O Conselho de Reguladores é composto por elementos das seguintes entidades [16]:

- Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM);
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE);
- *Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV);*
- *Comisión Nacional de Energia (CNE).*

Capítulo 4

Veículos elétricos

4.1 - Evolução histórica

Ao longo dos anos foram aparecendo vários tipos de veículos elétricos no mercado, de forma mais ou menos evolutiva consoante o veículo. Abordados por diversos estudos, estes veículos podem ser totalmente elétricos, ou necessitar do auxílio dos combustíveis fósseis.

O surgimento do conceito de Veículo Elétrico não é recente, ao contrário do que se possa pensar. Remontando a meados do século XIX, foi entre 1832 e 1839 que *Robert Anderson* inventou a primeira carruagem elétrica em resposta aos veículos a vapor usados na altura. Em 1842, o norte americano *Thomas Davenport* e o escocês *Robert Davidson* desenvolveram o primeiro veículo elétrico de estrada, pioneiro na utilização de baterias elétricas não recarregáveis. Nos anos que se seguiram, o aumento das capacidades das baterias abriram caminho ao desenvolvimento do carro elétrico.

Nos finais do século XIX, a França e o Reino Unido foram as nações pioneiras no desenvolvimento de veículos elétricos. Em 1899, o belga *Camille Jénatzy* projetou um carro de corrida elétrico com nome “*La Jamais Contente*”, que estabeleceu um recorde mundial de velocidade ao ultrapassar os 100 km/h.

Do outro lado do oceano, foi em 1895 que o interesse dos Estados Unidos da América (EUA) despertou perante este assunto, o que culminou numa primeira aplicação comercial sob a forma de uma frota de táxis elétricos de Nova Iorque, construída pela *Electric Carriage and Wagon Company*, em 1897.

No virar do século, os veículos elétricos atingiram o seu pico nos EUA, tendo ultrapassado as vendas das versões dos carros a vapor e a gasolina. Este destaque face à concorrência deveu-se em grande parte às vantagens que apresentava: a ausência da tenebrosa caixa de velocidades, da vibração, do cheiro e do ruído das opções a gasolina. Apesar de os veículos a vapor também não possuírem caixa de velocidades, o seu tempo de arranque era demasiado longo.

Até 1935, os veículos elétricos reuniam todas as condições para serem bem-sucedidos. Contudo a necessidade de uma maior autonomia dos veículos, a descoberta de petróleo no estado do Texas e o início da produção em série de veículos com motores de combustão interna, por *Henry Ford*, a um preço bastante competitivo, resultou numa queda acentuada do mercado deste tipo de veículos. Durante os anos que se seguiram o desenvolvimento deste tipo de tecnologia estagnou e o seu uso diminuiu consideravelmente.

Apenas na década de 1970 é que os EUA e outros países desenvolvidos começaram a trabalhar no sentido da evolução de veículos elétricos, fruto das preocupações ambientais relativas às emissões de CO₂ e da crise energética derivada da elevada dependência do petróleo importado. Desde essa altura, foram realizados vários acordos e aprovados regulamentos e medidas com o objetivo de incentivar o uso de veículos elétricos. Como alternativa imediata numa fase de transição para os veículos 100% elétricos surgiram os veículos híbridos, que recorrem a um motor de combustão interna e a um motor elétrico com o propósito de diminuir o consumo de combustível e as emissões.

O primeiro veículo elétrico a ser produzido em massa foi um híbrido da *Toyota*, o *Toyota Prius*. Para além da *Toyota*, outras empresas do ramo automóvel têm vindo a lançar diversos modelos de veículos elétricos ligeiros de passageiros, tais como a *Nissan*, a *BMW*, a *General Motors*, a *Renault*, a *Ford*, a *Honda*, entre outras. Contudo, a empresa líder no desenvolvimento de veículos elétricos em exclusivo é a *Tesla Motors*.

Atualmente, o veículo elétrico representa a melhor solução de mobilidade, dadas as questões relativas ao aquecimento global, da qualidade do ar que respiramos e da dependência dos combustíveis fósseis. A utilização de veículos elétricos apresenta como principais vantagens a redução do consumo em massa de combustíveis “sujos”, a possibilidade de aumento da utilização de fontes de energia renováveis, a diminuição da intermitência e imprevisibilidade da produção de energia elétrica nas horas de vazio, com o propósito de aumentar a independência energética e diminuir a poluição ambiental [15], [26], [27].

4.2 - Tipos de veículos elétricos

Os veículos elétricos apresentam todos a mesma base tecnológica, sendo movidos em parte ou na sua totalidade por um motor que utiliza energia elétrica. O seu funcionamento consiste na transformação da energia elétrica armazenada em baterias em energia mecânica para a locomoção do veículo.

Atualmente, existem algumas diferenças tecnológicas que permitem identificar três notórias classes de veículos elétricos [15]:

- os veículos totalmente elétricos - *Battery Electric Vehicles* (BEV);
- os veículos híbridos - *Hybrid Electric Vehicles* (HEV);
- os veículos de célula de combustível - *Fuel Cell Vehicles* (FCV).

4.2.1 - *Battery Electric Vehicles*

Os veículos totalmente elétricos utilizam energia elétrica armazenada em baterias para alimentar um motor elétrico e fazer girar as rodas. A baixa autonomia das baterias, implica a frequente ligação dos veículos à rede elétrica, a partir de uma unidade de carregamento dedicada. A ligação destes veículos à rede como carga pode acarretar impactos significativos na gestão e funcionamento dos Sistemas Elétricos de Energia. Para além disto, o custo de aquisição de um veículo deste tipo ainda é bastante elevado, pois apesar dos incentivos governamentais, não existe ainda uma forte economia de escala.

Por outro lado, a não utilização de gasolina ou diesel significa que em termos de combustível os BEV são mais económicos que os veículos convencionais. Entre as vantagens deste tipo de veículo, são de destacar o desenvolvimento tecnológico que permite o aumento do espaço livre do veículo para os passageiros e para a carga na bagageira, a minimização do desperdício de energia ao desligar o carro quando este está inativo - *idle-off* - e o carregamento das baterias através da travagem regenerativa - *regenerative braking* - em que parte da energia cinética dissipada do veículo sob a forma de calor é capturada, transformada em energia elétrica e armazenada na bateria [15], [28].

Desde o seu lançamento, o *Nissan Leaf* é o BEV mais vendido a nível mundial, sendo que atualmente conta com a venda de mais de trezentas mil unidades, seguido do *Tesla Model S*, com duzentas mil unidades em todo o mundo [29].

4.2.2 - *Hybrid Electric Vehicles*

Os veículos híbridos utilizam gasolina ou diesel para alimentar um motor de combustão interna, pelo que podem ser alimentados como carros convencionais. Estão também equipados de um motor elétrico e uma bateria. O motor de combustão interna utiliza a tecnologia *idle-off*, o que permite que este se desligue em paragens curtas (sistema *start/stop*) e no caso do veículo se deslocar a baixas velocidades. O motor elétrico aplica a tecnologia de *regenerative braking*. A adição de um motor elétrico alimentado por uma bateria permite otimizar a eficiência do funcionamento do motor de combustão, com o ajuste da velocidade e do binário do motor, e diminuir a emissão de gases poluentes.

Em termos da tecnologia que compõem este tipo de veículos, é possível distinguir quatro diferentes tipos de HEV [30], [31], [32]:

- *Series HEV* - estes veículos apresentam a configuração híbrida mais simples. Num HEV em série, o motor elétrico é o único meio utilizado para fornecer energia mecânica às rodas. O motor elétrico é alimentado pela bateria ou por um gerador acionado pelo motor de combustão interna. O computador do veículo determina a quantidade de energia que vem da bateria ou motor/gerador. Tanto o motor/gerador, como a travagem regenerativa recarregam a bateria;

- *Parallel HEV* - neste tipo de veículos, o motor de combustão interna e o elétrico operam em conjunto para gerar a potência necessária para impulsionar as rodas. Os HEV em paralelo tendem a utilizar uma bateria de menor capacidade, quando comparados com o modelo de transmissão em série, pois contam com a travagem regenerativa para mantê-la carregada. Quando a energia necessária é reduzida, estes utilizam o motor de combustão interna como gerador para servir de suplemento no carregamento da bateria;
- *Series-Parallel HEV* - neste caso os veículos combinam as vantagens e complicações inerentes às transmissões em série e paralelo. Desta forma, o motor de combustão interna pode transmitir energia mecânica às rodas do veículo (modelo paralelo), ou estar efetivamente desconetado, com apenas o motor elétrico a fornecer energia (modelo série). Os seus custos de instalação e manutenção são superiores aos dois tipos anteriores e a sua implementação é de maior complexidade;
- *Plug-In HEV (PHEV)* - esta subclasse de HEV não se insere em nenhuma especificidade tecnológica a nível estrutural, como as que foram descritas nos pontos anteriores. Os PHEV distinguem-se por permitirem o carregamento das baterias com recurso à ligação do veículo a tomadas comuns. A combinação de um motor a gasolina ou a diesel, com um motor elétrico e uma bateria recarregável de grande capacidade, permite que este tipo de veículo percorra longas distâncias ao utilizar apenas energia elétrica para a sua locomoção. Quando a bateria descarrega, o motor convencional inicia o seu funcionamento, pelo que o veículo pode permanecer em andamento, evitando-se a obrigatoriedade da sua paragem imediata.

O primeiro veículo elétrico a ser produzido em grande escala consistia num HEV e foi o *Toyota Prius*. Na atualidade as vendas deste modelo da *Toyota* continuam a ser de grande destaque. Um exemplo de um PHEV é o *BMW i8*, caracterizado como um carro desportivo [33], [34].

4.2.3 - *Fuel Cell Vehicles*

Os *Fuel Cell Vehicles* produzem energia elétrica a partir da reação química entre o oxigénio proveniente do ar e o hidrogénio. A energia libertada é transformada em energia elétrica, utilizada para carregar a bateria do veículo e para o movimentar. Para além de eletricidade, um outro produto desta reação é a água, pelo que esta tecnologia não é poluente. A grande desvantagem deste tipo de veículo prende-se pela dificuldade da obtenção do seu combustível, o hidrogénio. O processo de produção de hidrogénio através de transformações químicas pode por sua vez não ser realizado com recurso a fontes renováveis, pelo que não é ambientalmente favorável.

Na atualidade dois veículos que merecem maior destaque pelas suas vendas são o *Honda Clarity* e o *Toyota Mirai* [33], [34], [35].

4.3 - Impacto na rede com o carregamento de veículos elétricos

Com o aumento do número de veículos elétricos e a capacidade de alguns se ligarem à rede elétrica, é previsível a ocorrência de sérias complicações nos Sistemas Elétricos de Energia. Entre os problemas identificados são de destacar a possibilidade de comprometer o balanço entre a produção e o consumo, diminuir a qualidade da energia e desequilibrar os níveis de tensão. No entanto, uma boa distribuição dos veículos elétricos pelas várias fases pode minimizar este último ponto.

Entre os tipos de veículos elétricos com maior impacto encontram-se os BEV e os PHEV, caracterizados anteriormente por apresentarem a possibilidade de carregar as suas baterias através de uma ligação direta à rede. De facto, do ponto de vista da rede, um veículo elétrico é considerado como uma carga, dado que o trânsito de potências durante o seu carregamento é unidirecional, designadamente da rede para o veículo. Desta forma, no caso do aumento exponencial de veículos que se conectam à rede elétrica, existe também um aumento significativo da carga que pode atingir valores comprometedores. Este aumento de carga pode conduzir a: um aumento dos trânsitos de potência e das perdas, à alteração de perfis de tensão nos nós das redes de distribuição que, por sua vez, pode levar à necessidade de realizar novos investimentos nestas, e até a interrupções no fornecimento de energia elétrica, no caso de um elevado número de veículos elétricos procederem ao carregamento das suas baterias num período de maior consumo de energia.

Contudo, os veículos elétricos são uma carga variável, pois estes não se encontram permanentemente ligados à rede, nem sequer se encontram sempre em carregamento quando estão conectados, no caso da bateria já estar carregada. Desta forma, esta carga depende essencialmente do tempo e da estratégia de carregamento da bateria. Para tal, no sentido de otimizar a monitorização e o controlo da procura de energia elétrica, está a ser desenvolvida uma nova tecnologia que permita integrar os veículos elétricos na rede e efetuar uma gestão bidirecional dos recursos. Esta inovação introduz o conceito de “*Vehicle-to-Grid*” (V2G), que passa por permitir que os veículos elétricos não só recebam energia da rede, como também tenham o papel de fonte geradora de energia e a forneçam à rede. Desta forma, estes veículos deixam de ser apenas uma carga do sistema e passam a contribuir para a produção em ambiente de mercado de eletricidade e assim fornecer serviços remunerados ao Sistema Elétrico. Nestas condições, os veículos elétricos passam a poder fazer parte das chamadas “redes inteligentes” e a providenciar energia para ser vendida em horas de ponta, para equilibrar o balanço entre a produção e o consumo, controlar os níveis de tensão e frequência, ou para disponibilizar serviços auxiliares à operação da rede.

Simplificadamente, o conceito V2G apresenta vantagens tais como [15], [36], [37]:

- uma gestão mais equilibrada e rentável da rede, na manutenção dos níveis de tensão e de frequência;
- o abastecimento de emergência de energia, na medida em que admite uma rápida integração da energia das baterias na rede;
- a minimização do problema da intermitência das fontes de energia renováveis, ao ser a solução para o armazenamento de energia produzida a partir destas fontes;
- o desenvolvimento de estratégias de compensação remuneratória, que incentivem à aquisição de veículos elétricos por parte dos consumidores.

No entanto, para colocar em prática este conceito é essencial a existência de capacidade de interligação adequada entre o veículo e a rede, de equipamentos de medição e contagem bidirecionais, que possibilitem a análise do trânsito de energia, e capacidade de controlo e comunicação que permita ao operador determinar a capacidade disponível no veículo, requisitá-la e contá-la.

Por outro lado, este conceito apresenta um problema, relacionado com o facto destes veículos elétricos apresentarem um nível de potência relativamente baixo que, em comparação com as propostas normais em ambiente de mercado, representa um impacto reduzido nos preços de encontro do mercado. Consequentemente, a apresentação de propostas de compra e venda de energia por parte dos utilizadores diretamente no mercado de eletricidade é manifestamente difícil. Para colmatar este problema, deverão existir agentes agregadores de veículos elétricos que estabelecem contratos com um conjunto elevado de proprietários de veículos deste tipo e negociam a compra e venda de energia, quer em ambiente de mercado, quer por intermédio de contratos bilaterais. No MIBEL, este agente é responsável por intermediar a relação entre os utilizadores e o mercado, ao negociar as necessidades energéticas dos seus clientes para o dia seguinte, através do mercado diário. O agente agregador pode também recorrer ao mercado intradiário, para retificar eventuais necessidades energéticas que não foram inicialmente previstas no mercado diário.

O papel do agente agregador é essencial na medida em que permite: mitigar a incerteza da previsão da procura de energia elétrica, aumentar a proporção da negociação de energia e praticar uma gestão cuidada do carregamento de frotas de veículos elétricos, de forma a diminuir a influência da introdução destes veículos na rede. Neste sentido são aplicadas três principais estratégias de carregamento de veículos elétricos [15], [36], [37]:

- carregamento cego - “*Dumb charging*”;
- carregamento inteligente - “*Smart charging*”;
- carregamento baseado na tarifa bi-horária.

4.3.1 - *Dumb charging*

Nesta estratégia, o carregamento do veículo elétrico começa no momento em que o utilizador o liga à rede, o que provoca um aumento de carga. Este tipo de carregamento é

efetuado sem qualquer controlo por parte do agente agregador, pelo que pode impactar negativamente o Sistema Elétrico ao congestionar as redes de distribuição e aumentar o preço da eletricidade, no caso de vários veículos elétricos procederem ao carregamento com elevada simultaneidade temporal.

Estima-se que esta estratégia poderá estar associada a um maior impacto no período da manhã, com a chegada ao emprego, e ao final da tarde, no regresso a casa. Estes períodos correspondem a horas de ponta ou de cheia, em que a energia é tipicamente mais cara [15], [36].

4.3.2 - *Smart charging*

A estratégia de carregamento inteligente pressupõe que o agente agregador tem o controlo quase total de quando é realizado o carregamento do veículo elétrico, o que contribui para um funcionamento mais adequado do Sistema Elétrico. Com base nisto e nas previsões do consumo de energia ao longo dia, o agente consegue efetuar uma gestão do carregamento dos veículos, de forma a otimizar a sua atuação em mercado.

O *Smart charging* está intimamente relacionada com o conceito de *Smart Grids* e de Micro-redes. Nesta estratégia é estudada a introdução de veículos elétricos em redes inteligentes e o agente agregador procura solucionar os problemas inerentes à ligação de um grande número destes veículos à rede.

Em comparação com a estratégia anterior, é dada preferência a esta pela sua capacidade de redução mais significativa dos impactos negativos da integração de veículos elétricos nas redes. De facto, tendo a possibilidade de controlar o período de carregamento destes veículos, o agente agregador pode comprar energia em horas de vazio, a um preço inferior, e vendê-la em horas de ponta ou cheia, a um preço elevado [15], [36].

4.3.3 - Carregamento baseado na tarifa bi-horária

Esta estratégia concilia as duas tipologias de carregamento anteriores, na medida em que, por um lado, o agente agregador não tem controlo sobre os períodos de carregamento dos veículos elétricos, mas por outro lado, os utilizadores são motivados a proceder ao carregamento das baterias dos veículos em períodos com tarifas reduzidas. Desta forma, para aproveitar tarifas como a bi-horária ou a tri-horária, os utilizadores carregam os veículos tipicamente em horas de vazio e assim reduzem os impactos negativos que possam ser sentidos pela rede [15], [36].

4.4 - Mobilidade elétrica em Portugal

4.4.1 - Generalidades

Em Portugal, a utilização do transporte individual é predominante quando comparado com o transporte coletivo. Por esta razão, os Governos têm tentado agilizar a massificação dos veículos elétricos no parque automóvel português, através de incentivos favoráveis à sua aquisição [15].

Em 2017, as vendas de veículos elétricos duplicaram face ao ano anterior. Dados atuais revelam que no total foram comercializados 4237 veículos elétricos em 2017. A liderar a tabela de vendas está o *Renault Zoe* com 751 unidades vendidas, seguido do BMW 330e com 352 e o BMW 530e com 327. Na base deste aumento estão a maior oferta de mercado de novos veículos elétricos e uma maior consciencialização do público para este tipo de veículos. Para além disto, assistiu-se à renovação da rede de carregamento público rápido para 51 postos e a um aumento da rede privada de carregamento. No entanto, os veículos elétricos ainda representam apenas 0.7% do mercado total de veículos ligeiros de passageiros [38], [39].

4.4.2 - Legislação/Normas Europeias

Em 2009, Portugal assumiu a prioridade de liderar globalmente a introdução da mobilidade elétrica através da massificação da utilização do veículo elétrico a nível nacional, com a criação do Programa para a Mobilidade Elétrica em Portugal. Este programa permitiu posicionar o país como pioneiro no lançamento da Rede Nacional de Mobilidade Elétrica. Neste sentido, em 2010, foi aprovado o Decreto-Lei n.º 39/2010, publicado a 26 de abril, com três objetivos claros: incentivar a aquisição e utilização de veículos elétricos, promover um regime de igualdade e universalidade no acesso aos serviços de mobilidade elétrica e garantir a integração do carregamento de baterias de veículos elétricos na rede [40].

Em 2014, o Governo português aprovou o Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho, que corresponde à terceira e mais recente alteração ao Decreto-Lei n.º 39/2010. Este decreto tem por finalidade definir regras que facilitem a integração com a rede de mobilidade elétrica de pontos de carregamento em espaços privados, a utilização de contadores inteligentes para monitorizar informações importantes para as redes e a instalação e exploração de infraestruturas de carregamento das baterias [41].

Nesse mesmo ano, o Parlamento Europeu aprovou a Diretiva 2014/94/EU, relativa à criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos, para dar resposta às dificuldades sentidas na transição energética do setor dos transportes a nível europeu. Esta diretiva foi transposta pelo Decreto-Lei n.º 60/2017, de 9 de junho, que traduz o compromisso de Portugal na linha dos objetivos da União Europeia e procede à definição de um quadro comum de referência com vista à criação dessa infraestrutura, que deve incluir: uma avaliação da situação atual e do desenvolvimento futuro do mercado no que diz respeito aos combustíveis

alternativos, os objetivos e metas nacionais para a criação da infraestrutura para disponibilização destes combustíveis e as medidas fundamentais para assegurar o cumprimento dos objetivos e metas nacionais dentro dos prazos determinados [42], [43].

O Orçamento de Estado para 2016 (OE 2016) definiu um regime excecional de atribuição de um subsídio para o abate de veículos em fim de vida, como incentivo à compra de veículos 100% elétricos novos sem matrícula, no valor de 2250€. A gestão do incentivo referido compete à Entidade Gestora do Fundo Ambiental (FA), da Secretaria-Geral do Ambiente. Para além disso, está prevista, para particulares e empresas, a isenção do pagamento do ISV (Imposto Sobre Veículos) e do IUC (Imposto Único de Circulação). Em 2017, este incentivo limitou-se às primeiras mil unidades, uma medida que se traduziu num custo de 2.3 milhões de euros e encerrou com um total de 1266 candidaturas recebidas e 976 incentivos atribuídos. No OE 2018, o Governo mantém o programa de incentivo à mobilidade elétrica, com uma dotação global de 2.65 milhões de euros e assegurando a introdução de um mínimo de 200 veículos elétricos nos organismos da Administração Pública, a inclusão de 1200 veículos elétricos no parque automóvel do Estado até 2019 e o reforço das infraestruturas de carregamento, com a instalação de, pelo menos, 250 novos postos de carregamento em Portugal [44], [45], [46], [47], [48].

4.4.3 - Projeto MOBI.E

Assumindo o pioneirismo na adoção de novos modelos energéticos para a mobilidade, surgiu a Rede de Mobilidade Elétrica em Portugal. Trata-se de uma rede integrada entre vários pontos dispersos geograficamente em território nacional, dinamizada pela empresa gestora MOBI.E, S.A., que permite o abastecimento dos veículos elétricos, mediante um cartão de carregamento [49].

Atualmente, Portugal conta com mais de 500 postos de carregamento que correspondem a cerca de 1250 tomadas para o abastecimento de veículos elétricos. No sentido de acompanhar a crescente utilização de veículos elétricos, é de extrema importância o aumento da dimensão desta rede e a dispersão geográfica dos pontos de carregamento, que permitam que o mesmo veículo possa ser carregado em vários locais distintos, para além de que também representa um ótimo incentivo à compra de um automóvel elétrico. No seguimento da publicação do Decreto-Lei n.º 39/2010, ficou estabelecida a obrigatoriedade dos locais de estacionamento em prédios novos, ou recentemente reabilitados, possuírem um local de carregamento ou uma tomada elétrica para o abastecimento dos veículos elétricos.

A Rede MOBI.E admite dois tipos de carregamento para veículos elétricos [40], [48], [50]:

- o Carregamento Normal - efetuado em corrente alternada em postos de carregamento de 3.7 kWh, com uma duração aproximada entre 6 a 8 horas que permite carregar totalmente a bateria, ou em postos de 22 kWh (“semi-rápido”) com uma duração de pelo menos 1 hora para carregar 80% da bateria. Este tipo de

carregamento é o ideal para as baterias atuais, permitindo menor degradação e, por isso, maior longevidade. Os postos com carregamento lento localizam-se na via pública e em locais privados de acesso público, como parques de estacionamento e centros comerciais;

- o Carregamento Rápido - efetuado em corrente contínua, com uma duração de cerca de 20 a 30 minutos, possibilita o carregamento de 80% da bateria. Este tipo de carregamento permite colmatar o problema de quem não tem possibilidade de carregar em casa, nomeadamente quem mora em prédios, com um tempo de carga aceitável. Os postos de carregamento rápido estão situados sobretudo em áreas de serviço e, brevemente, nas principais cidades do país.

Os postos de carregamento são infraestruturas compostas por um módulo de comunicação, que atua como interface entre o utilizador e a Rede MOBI.E, para permitir a autenticação do utilizador, registar os consumos, entre outras funcionalidades. Dependendo do tipo de carregamento efetuado, os postos distinguem-se pelo tipo de tomada que apresentam: os postos de carregamento normal dispõem de tomadas incorporadas às quais o utilizador conecta um cabo de carregamento e os postos de carregamento rápido possuem cabos próprios para ligar ao veículo.

Para proceder ao carregamento do veículo elétrico na Rede MOBI.E, o utilizador deve inicialmente obter um cartão MOBI.E e estabelecer um contrato com um Comercializador de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica (CEME). No local do posto de carregamento, o utilizador deve passar o cartão no equipamento de leitura, selecionar a opção de carregamento (carregamento normal ou carregamento rápido), escolher a tomada e, por fim, acoplar a ficha ao veículo. Durante o período de carregamento, é possível monitorizar o processo de carregamento, através do Portal MOBI.E e de aplicações móveis. O cálculo do preço de um carregamento é efetuado através da soma do preço da energia elétrica em mercado livre, com o custo de utilização da infraestrutura [15], [48], [51].

Capítulo 5

Aplicações desenvolvidas

5.1 - Introdução

Serve o presente Capítulo para apresentar os programas desenvolvidos em *MATLAB*, com o objetivo de analisar o impacto do carregamento dos veículos elétricos no valor dos preços da energia elétrica no MIBEL, para cada hora do ano de 2017.

Neste sentido, foi adaptado um programa pré-existente, disponibilizado pela Engenheira Inês Amorim que concluiu o curso de Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (MIEEC), no 1º semestre do ano letivo de 2017/18. Esse programa trabalhava os dados relativos às propostas de compra e venda, extraídas do *website* do OMIE [52], e determinava o preço de mercado para períodos fixos de carregamento/descarregamento de baterias com capacidade de 1 MW, para cada dia do ano de 2016, através da modelização do despacho com a maximização da Função de Benefício Social, já descrita anteriormente, no subcapítulo 3.3.3.

O primeiro programa foi construído com o objetivo de construir uma interface que permita ao utilizador definir o número de frotas de veículos elétricos a considerar, a dimensão destes conjuntos, a potência unitária associada a cada veículo e os respetivos períodos de carregamento e, com estes dados, calcular um novo preço de mercado. Para o efeito foi necessário proceder a alterações significativas do programa inicial, designadamente, permitir a leitura de novos ficheiros disponibilizados no *website* do OMIE [52], analisar a informação pretendida pelo utilizador ao nível das frotas a considerar, processar estas informações e trabalhar os dados do mercado para as horas pretendidas, no horizonte temporal do ano de 2017.

O segundo programa foi desenvolvido para permitir fazer uma leitura da energia consumida no carregamento de veículos elétricos, tendo por base um conjunto de cenários de utilização destes veículos para os anos de 2025 e 2030, que, por sua vez, tiveram origem num estudo efetuado pelo INESC TEC em parceria com a EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A.,

intitulado “*Impact of Electric Vehicles to the National electricity system and MIBEL market price formation*” [53]. Com esta informação, a aplicação trabalha os dados disponibilizados pelo Operador de Mercado para cada hora do ano de 2017, com o propósito de simular estes cenários na atualidade e perceber o seu impacto nos preços de mercado de energia elétrica. Neste sentido, procedeu-se à adaptação do primeiro programa referido, com mudanças no que toca ao formato de leitura das potências de carregamento para a energia consumida em cada hora e, conseqüentemente, a integração destas novas propostas nas curvas agregadas de procura para todas as horas do ano.

Para extrair os dados relativos às propostas de compra e venda para cada hora do ano de 2017, foi utilizado um programa fornecido pelo Engenheiro José Carlos Sousa da EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., que acede ao *website* do OMIE [52] e descarrega estes ficheiros em formato “.xls” (*Microsoft Office Excel*). Para 2017, estavam disponíveis dados relativos a todas as horas do ano, com exceção da totalidade do dia 30 de dezembro e da hora 24 de 26 de março. Posteriormente, todos estes ficheiros foram convertidos para o formato “.csv”, dado este permitir uma leitura mais rápida da informação, agilizando a execução dos programas subsequentes.

A fim de compreender o modelo implementado nos programas que foram desenvolvidos, segue-se o subcapítulo 5.2 com a descrição teórica deste modelo e um exemplo da sua aplicação para uma hora.

O subcapítulo 5.3 apresenta os pressupostos considerados nos programas construídos, seguido, por fim, dos subcapítulos 5.4 e 5.5, que detalham o funcionamento destes programas.

5.2 - Descrição do modelo implementado

Com o objetivo de demonstrar o funcionamento do modelo de tratamento de dados implementado nos programas desenvolvidos, o presente subcapítulo recorre à exposição teórica de todas as etapas do processo, concluída com um exemplo prático. A metodologia adotada foi adaptada do modelo do programa pré-existente, que considerava períodos de carregamento e descarregamento fixos de uma determinada quantidade de baterias com potência pré-selecionada, enquanto este reflete a inclusão de perfis de carregamento de diferentes frotas de veículos elétricos.

Este modelo trabalha com os dados na sua forma original, nomeadamente com as curvas das ofertas de compra e venda, para o horizonte temporal do ano de 2017. Tome-se como exemplo a hora 4 do dia 1 de janeiro de 2017 (fuso horário Espanhol). Na Figura 5.1 são apresentadas as curvas agregadas de procura (*O.C. casada*) e de oferta (*O.V. casada*) referentes a essa hora. O preço de mercado para a hora 4 está delimitado a verde na Figura 5.2. Desde já se destaca a existência de um mercado único para esta hora e assim um preço de mercado igual para Portugal e Espanha, dado não ocorrer *market splitting*.

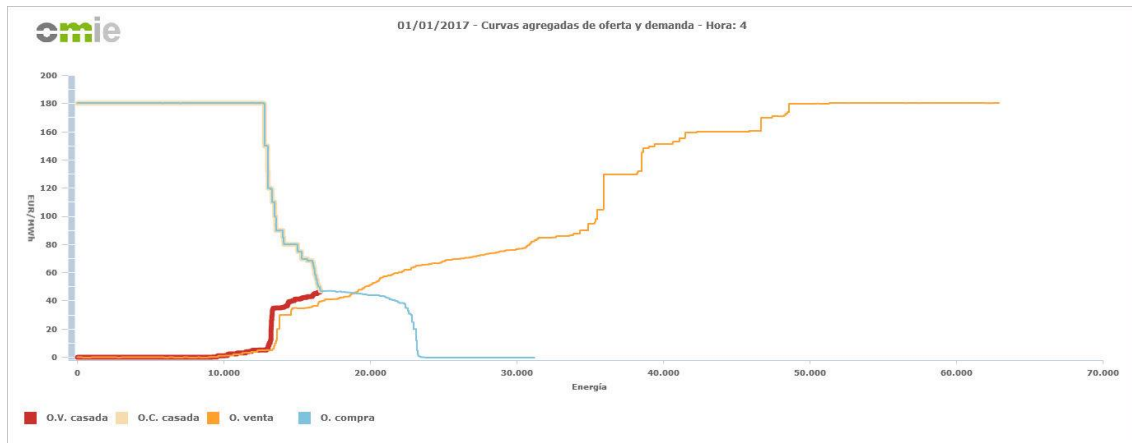


Figura 5.1 - Curvas agregadas de compra e de venda para a hora 4 do dia 1 de janeiro de 2017 [52].

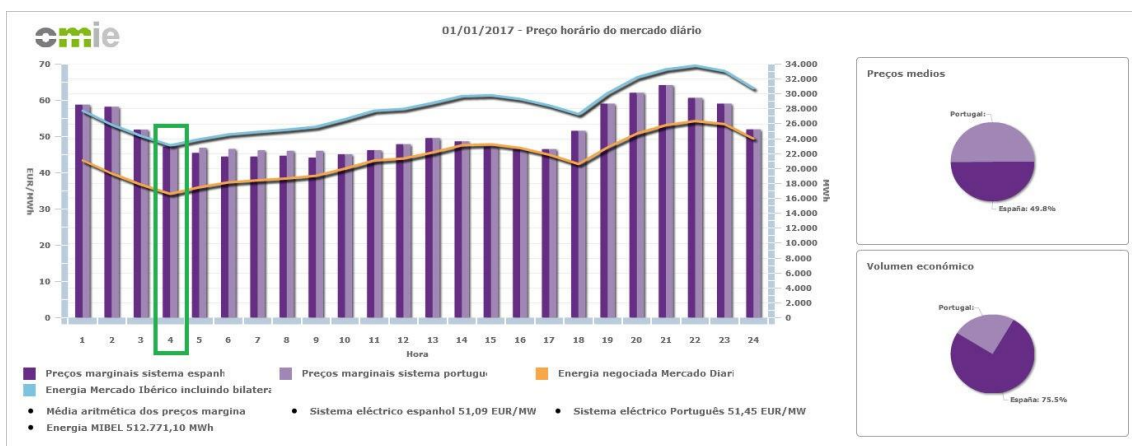


Figura 5.2 - Preço de mercado para todas as horas do dia 1 de janeiro de 2017 [52].

5.2.1 - Prolongamento da curva de ofertas de venda

Inicialmente, através da informação disponibilizada pelo OMIE, determinou-se o preço de mercado, que corresponde à variável dual da equação de equilíbrio de potências (3.2) e fica disponível após se obter a solução ótima deste problema. Este valor corresponde a um preço marginal e ao impacto na função objetivo resultante do aumento de uma unidade de carga. Até este ponto apenas se consideram as propostas casadas.

Na etapa seguinte foi necessário incluir a restante informação relativa às propostas de venda não casadas, com o propósito de completar a curva agregada de oferta de venda. Desta forma, ao ser incluída uma nova proposta de compra correspondente ao carregamento de veículos elétricos garante-se que seja possível realizar a interseção das curvas de ofertas de compra e de venda.

Para este efeito, foi fundamental perceber se a capacidade da última proposta a ser despachada tinha sido casada na totalidade. No caso desta não poder ser considerada, introduz-se uma proposta para a diferença das capacidades, ao preço de mercado, seguida das restantes ofertas com preço superior. A Figura 5.3 ilustra essa extensão da curva agregada das vendas.

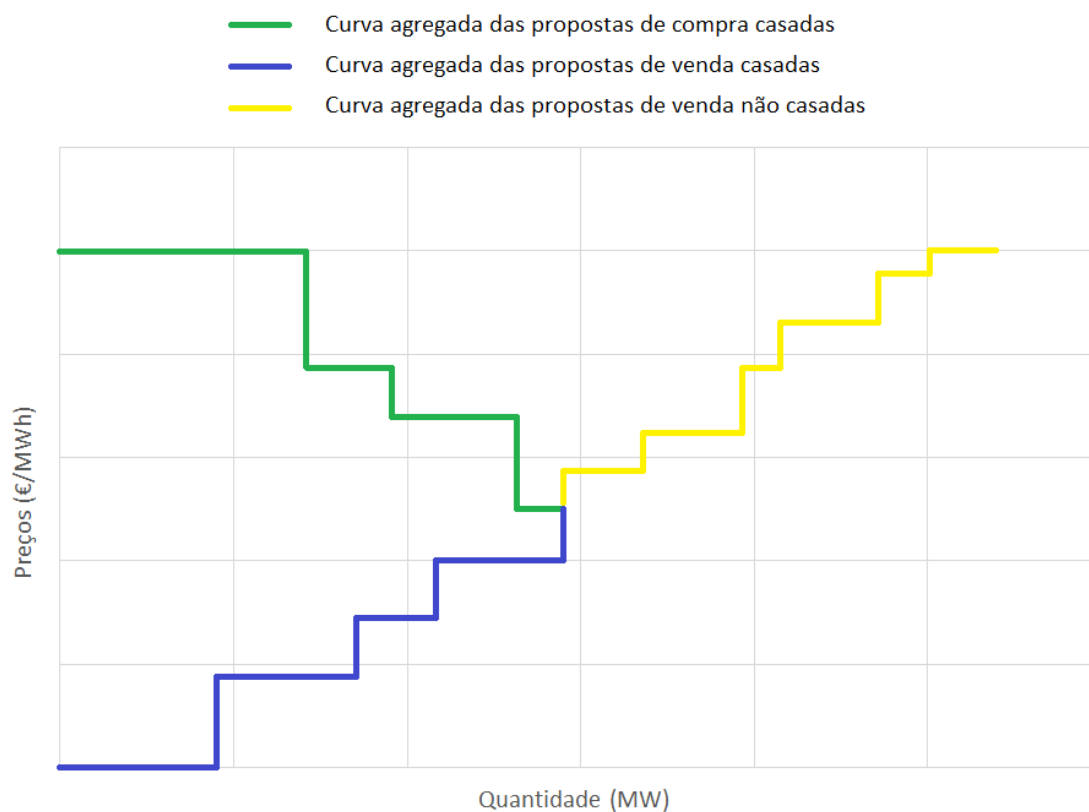


Figura 5.3 - Extensão da curva agregada de propostas de venda casadas com as propostas de venda não casadas.

5.2.2 - Translação da curva de procura

A fase que se segue contempla a translação da curva agregada da procura de um valor que corresponde ao valor total de energia consumida pelo carregamento dos veículos elétricos naquela hora. Para determinar este valor de energia é necessário construir um perfil de carregamento, em que é imperativo especificar:

- o número de veículos elétricos a carregar nessa hora;
- a energia que cada bateria consome numa hora de carregamento.

O valor de energia consumida pelo carregamento de veículos por hora é dado pela expressão (5.1).

$$\begin{aligned} &\text{Energia consumida pelo carregamento de veículos (MWh)} \\ &= n^{\circ} \text{ de veículo elétricos} \times \text{potência de cada bateria (kW)} \times 0.001 \end{aligned} \quad (5.1)$$

Nas horas de carregamento é então introduzida uma nova proposta de compra com este valor de energia, ao preço correspondente ao da proposta de preço mais elevado que foi despachada.

Na Figura 5.4 encontra-se ilustrado o processo de introdução da nova proposta de compra na curva agregada da procura. É assim possível constatar que a curva das ofertas de compra se desloca para a direita quando é introduzido este novo segmento.



Figura 5.4 - Translação da curva agregada das propostas de compra casadas.

5.2.3 - Cálculo do novo preço de mercado

Finalizado todo o processo de atualização das curvas, conclui-se a necessidade do complemento da curva de propostas de venda para garantir que, com a translação da curva de propostas de compra, estas se intersetem num ponto. Esse ponto corresponde ao novo preço de mercado, quando considerado um determinado perfil de carregamento de veículos elétricos.

Em resumo, o processo de atualização das curvas com a influência do carregamento de veículos elétricos funciona:

- para as horas definidas pelo utilizador, no caso do primeiro programa;
- para todas as horas do ano, no caso do segundo programa.

A fim de determinar o novo ponto de interseção das curvas, procedeu-se à resolução do problema linear de otimização (3.1) a (3.4). No final, é consultada a lista de valores das variáveis duais do problema para obter o valor da variável dual da equação de equilíbrio de potências (3.2) para a hora analisada. Este valor corresponde então ao novo preço de mercado.

A título de exemplo considere-se o perfil de carregamento apresentado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Exemplo de construção de um perfil de carregamento.

Número de veículos elétricos	50000
Potência de uma bateria	3 kW
Duração do carregamento	1 h
Energia consumida por hora	3 kWh
Energia total consumida pelo carregamento dos veículos elétricos por hora	150000 kWh
	150 MWh

Mediante a aplicação deste método para simular este perfil de carregamento na hora 4 do dia 1 de janeiro de 2017, obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Resultados obtidos para a hora 4 do dia 1 de janeiro de 2017, pelo método implementado nos programas desenvolvidos com o perfil de carregamento apresentado na Tabela 5.1.

Preço de mercado sem a influência do carregamento de veículos elétricos (€/MWh)	Preço de mercado com a influência do carregamento de veículos elétricos (€/MWh)	Aumento do preço de mercado com a influência do perfil considerado (€/MWh)
47.27	48.10	0.83

5.3 - Pressupostos dos programas desenvolvidos

Os programas desenvolvidos consideram vários *inputs* relativos aos perfis de carregamento de veículos elétricos, bem como os dados do mercado diário do MIBEL. Desta forma, para a correta utilização destes programas, é importante considerar alguns aspetos:

- os dados referentes às propostas de compra e venda do mercado diário, provêm dos ficheiros descarregados do *website* do OMIE [52] e não sofrem qualquer tipo de alteração estrutural no que toca ao seu conteúdo;
- nas horas em que ocorre o fenómeno de *market splitting*, apenas são descarregados os ficheiros referentes a Portugal (nestas situações são criados dois documentos independentes: um com dados relativos ao mercado português e outro com dados para o mercado espanhol);
- quando o mercado é único, o ficheiro deve apresentar o nome no seguinte formato: “1 03-04-2017.xls” (exemplo para a hora 1 do dia 3 de abril de 2017);
- quando ocorre *market splitting*, o ficheiro deve apresentar o nome no seguinte formato: “H5 11-12-2017.xls” (exemplo para a hora 5 do dia 11 de dezembro de 2017);

- os programas fazem a leitura dos ficheiros oriundos do site do Operador de Mercado no formato “.csv”, pelo que é necessário proceder à conversão dos mesmos;
- o ficheiro que contém os dados referentes ao cenário de carregamento dos veículos elétricos, que serve de *input* para o segundo programa, deve ser chamado de “ve_cenarios.xlsx”;
- neste ficheiro, os dados da energia consumida com os carregamentos devem estar inseridos da célula B6 à célula B8765, respetivamente, contendo os valores horários com início na hora 1 do dia 1 de janeiro de 2017 e fim na hora 24 do dia 31 de dezembro de 2017;
- para que o programa possa funcionar é necessário que todos os ficheiros se encontrem na mesma pasta que o programa, em ambiente *MATLAB*;
- a hora considerada nos programas coincide com a hora considerada pelo Operador de Mercado, designadamente com base no fuso horário espanhol;
- na contagem das horas, os programas consideram um relógio de 24 horas, com as horas numeradas de 1 a 24, em linha com os dados retirados do OMIE;
- os programas foram integralmente desenvolvidos em *MATLAB*;
- os programas foram construídos no sistema operativo *Windows* e não foram testados em nenhum outro, pelo que não se garante o seu funcionamento em outros ambientes computacionais.

5.4 - Funcionamento do primeiro programa

O primeiro programa, tal como já foi referido, foi desenvolvido com o propósito de permitir ao utilizador introduzir dados relativos aos veículos elétricos, nomeadamente o número de frotas a considerar, a quantidade de veículos, a potência unitária consumida e o período de carregamento, e determinar o novo preço de mercado da energia elétrica do MIBEL. Neste sentido, é aplicado o modelo descrito no subcapítulo 5.2, considerando os perfis de carregamento de veículos elétricos indicados, para cada hora do ano 2017.

Esta funcionalidade torna possível que o utilizador do programa crie o seu próprio cenário de carregamento e, desta forma, flexibiliza a simulação de vários períodos de carregamento, com as combinações que se pretender. Para além disto, ao permitir identificar os períodos de tempo nos quais são carregadas as baterias, esta opção traduz-se numa alternativa útil para simular diversas estratégias de carregamento, como as que foram abordadas no subcapítulo 4.3, e posteriormente realizar uma análise comparativa destas estratégias, bem como tirar conclusões relevantes face às consequências da implementação das diferentes técnicas de carregamento.

Primeiramente, executando a aplicação em ambiente *MATLAB*, a linha de comandos apresenta as instruções para o utilizador introduzir os conjuntos de dados acima descritos.

Posto isto, inicia a rotina principal deste programa, com um processo de análise com 8760 iterações, uma para cada hora do ano (8784 iterações num ano bissexto). Para o efeito pretendido, foi utilizada a incorporação de três ciclos “*while*”, inseridos de forma encadeada uns dentro dos outros, para ser possível percorrer todas as horas de todos os dias de todos os meses de um ou mais anos. Abre-se igualmente a possibilidade de, futuramente, no caso de ser necessário, executar o programa para um horizonte temporal superior ou inferior a um ano. A Figura 5.5 apresenta um excerto do código, em que ocorre o que foi descrito.

```
%definir variáveis auxiliares
aux=1; %índice (nº da iteração)
dia_aux2=[31;28;31;30;31;30;31;31;30;31;30;31]; %último dia do mês
mes=1; %mês da iteração

%início do processo iterativo (mês)
while (mes<=12)

    %primeiro dia do mês
    dia_aux1=[1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1;1];

    %dia da iteração
    dia=dia_aux1(mes);

    %início do processo iterativo (dia)
    while(dia<=dia_aux2(mes))
        h=1;

        %início do processo iterativo (hora)
        while(h<=24)
```

Figura 5.5 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - ciclos “*while*” da rotina principal.

Como se pode verificar, é com recurso às variáveis *h*, *dia* e *mês* que o programa percorre todas as horas dos vários dias e meses. Para além disto, a variável *aux* representa o número de iterações que são realizadas e serve como auxiliar para a gravação de resultados, o que será oportunamente ilustrado. As matrizes *dia_aux1* e *dia_aux2* correspondem ao primeiro e último dia de cada mês, respetivamente, e têm como propósito delimitar o número de dias que a variável *dia* percorre por cada mês. É de notar que na matriz *dia_aux2* são atribuídos 28 dias ao segundo mês, designadamente fevereiro, dado que 2017 não correspondeu a um ano bissexto.

No final, os resultados são guardados num ficheiro *EXCEL*, em formato “.xls”, como mostra a Figura 5.6.

```
filename=['results_user_interface.xls']
xlswrite(filename,resultados,1);
xlswrite(filename,carfrota,2);
```

Figura 5.6 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - impressão de resultados.

Salienta-se a existência de duas matrizes no excerto do código anterior, cuja funcionalidade é detalhada no subcapítulo 5.4.1. A Figura 5.7 apresenta o fluxograma do funcionamento deste primeiro programa. As várias etapas desta estrutura serão descritas no decorrer deste subcapítulo.

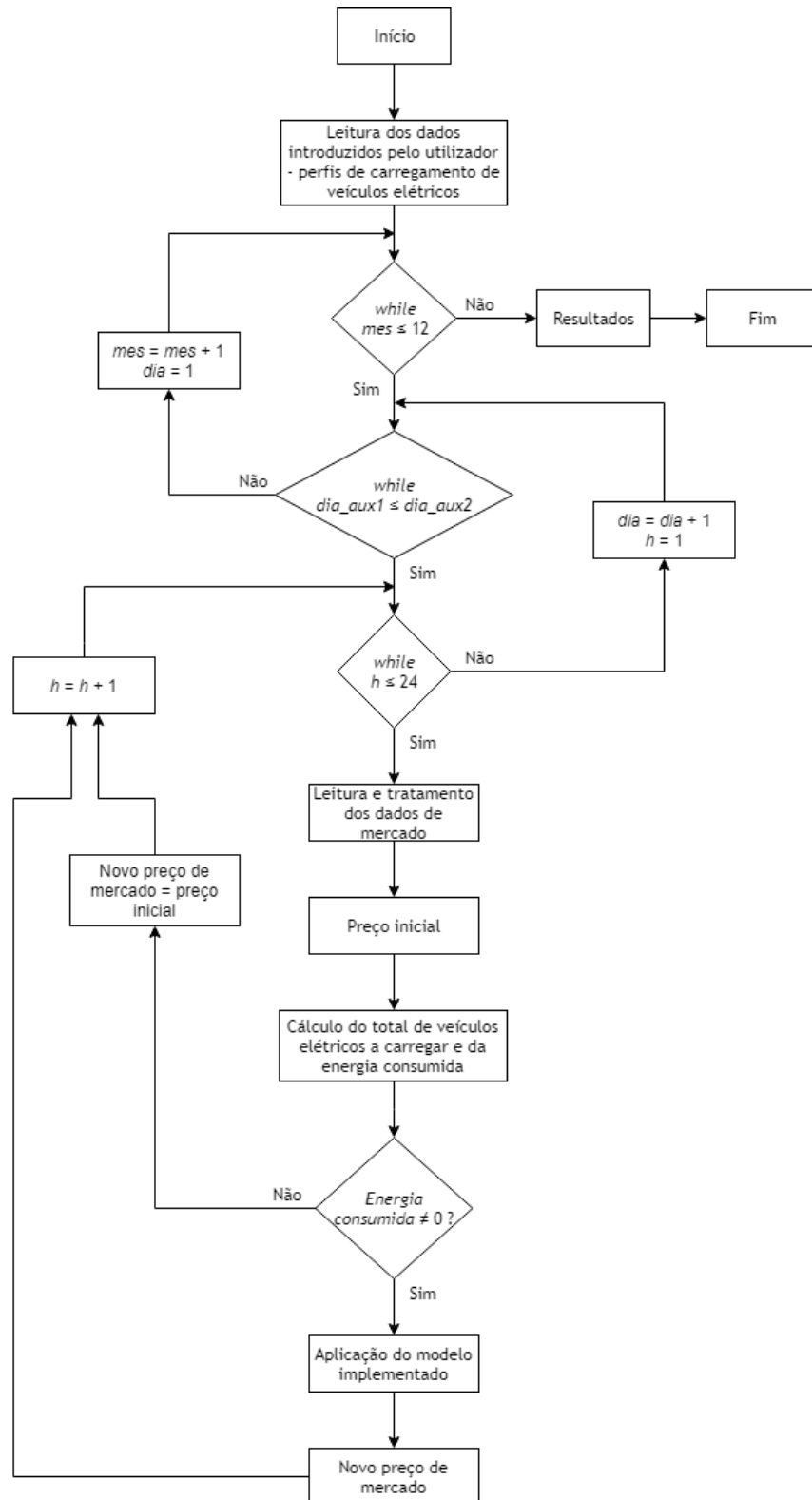


Figura 5.7 - Fluxograma do funcionamento do primeiro programa.

5.4.1 - Leitura e armazenamento de dados

Ao executar o programa é exibida, na linha de comandos, a instrução para introduzir o número de períodos de carregamentos que se pretende considerar para o estudo, por outras palavras, a quantidade de frotas que serão analisadas. De seguida, é dada a possibilidade de o utilizador especificar os seguintes parâmetros de cada uma destas frotas:

- a dimensão, isto é, o número de veículos elétricos a considerar quer no caso do mercado ser único (MIBEL), quer para as horas em que se verifica a existência de *market splitting*, onde apenas se reflete o mercado português;
- a potência fixada para cada veículo elétrico em kWh, que coincide com a energia consumida por cada automóvel numa hora de carregamento;
- a hora de início de carregamento;
- a hora em que termina o carregamento, ou seja, a última hora em que esta frota se encontra a carregar.

Na Figura 5.8, está apresentada essa interface, com um exemplo para os períodos de carregamento de duas frotas, discriminando as informações relativas a ambas.

```
>> programa_user_interface
Introduza o número de período de carregamentos que pretende considerar: 2

Indique a dimensão da frota a carregar no MIBEL para o 1º período de carregamento: 100000
Em caso de market splitting, indique a dimensão da frota a carregar em Portugal para o 1º período de carregamento: 15000
Indique a potência fixada para cada veículo (kWh): 3
Indique a hora (1h-24h) a que pretende iniciar o carregamento da 1ª frota: 24
Indique a hora (1h-24h) a que pretende terminar o carregamento da 1ª frota: 6

Indique a dimensão da frota a carregar no MIBEL para o 2º período de carregamento: 50000
Em caso de market splitting, indique a dimensão da frota a carregar em Portugal para o 2º período de carregamento: 8000
Indique a potência fixada para cada veículo (kWh): 3
Indique a hora (1h-24h) a que pretende iniciar o carregamento da 2ª frota: 9
Indique a hora (1h-24h) a que pretende terminar o carregamento da 2ª frota: 15
```

Figura 5.8 - Interface do primeiro programa desenvolvido - exemplo para dois períodos de carregamento.

Para armazenar a informação relativa aos perfis de carregamento utiliza-se uma matriz com cinco colunas, chamada de *carfrota*, como se ilustra na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Estrutura da matriz *carfrota*.

Número de veículos elétricos (MIBEL)	Número de veículos elétricos (Portugal)	Hora de início	Hora de fim	Potência unitária (kW)
...

A quantidade de linhas desta matriz depende do número de períodos de carregamento que o utilizador pretende considerar e é definida pela variável *per*. Para o efeito, integrou-se um ciclo “*while*” para efetuar o preenchimento desta matriz.

A Figura 5.9 apresenta o excerto do código através do qual o programa efetua a leitura dos dados introduzidos pelo utilizador.

```
%pedir ao utilizador para introduzir dados acerca das frotas
per=input('Introduza o número de período de carregamentos que pretende considerar: ');
disp(' ')

carfrota=zeros(per,5);
n=1;
while (n<=per)
    prompt=['Indique a dimensão da frota a carregar no MIBEL para o ',num2str(n),'º período de carregamento: '];
    carfrota(n,1)=input(prompt);
    prompt2=['Em caso de market splitting, indique a dimensão da frota a carregar em Portugal para o ',num2str(n),'º período de carregamento: '];
    carfrota(n,2)=input(prompt2);
    carfrota(n,5)=input('Indique a potência fixada para cada veículo (kWh): ');
    flag=false;
    while ~flag
        prompt3=['Indique a hora (1h-24h) a que pretende iniciar o carregamento da ',num2str(n),'ª frota: '];
        carfrota(n,3)=input(prompt3);
        if carfrota(n,3)<1 || carfrota(n,3)>24
            disp('A hora que introduziu não pode ser considerada!')
        end

        if carfrota(n,3)>=1 && carfrota(n,3)<=24
            flag=true;
        end
    end

    flag2=false;
    while ~flag2
        prompt4=['Indique a hora (1h-24h) a que pretende terminar o carregamento da ',num2str(n),'ª frota: '];
        carfrota(n,4)=input(prompt4);
        if carfrota(n,4)<1 || carfrota(n,4)>24 || carfrota(n,4)==carfrota(n,3)
            disp('A hora que introduziu não pode ser considerada!')
        end

        if carfrota(n,4)>=1 && carfrota(n,4)<=24
            disp(' ')
            flag2=true;
        end
    end

    n=n+1;
end
```

Figura 5.9 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - interface do utilizador.

Em linha com os pressupostos assumidos na criação destes programas apresentados no subcapítulo 5.3, esta aplicação apenas aceita a introdução de um valor para a hora entre 1 e 24. Se o valor introduzido for inválido, o programa retorna a mensagem “A hora que introduziu não pode ser considerada!”, seguido, novamente, do pedido de introdução da hora.

Após a introdução destes dados, é inicializada uma matriz com nove colunas, chamada de *resultados*, que armazena, como o próprio nome indica, os resultados obtidos à medida que o programa é executado. A Tabela 5.4 ilustra a estrutura desta matriz.

Tabela 5.4 - Estrutura da matriz *resultados*.

Índice	Mês	Dia	Hora	Preço inicial (€/MWh)	Preço final (€/MWh)	Market splitting	Total de veículos a carregar	Energia consumida (MWh)
...

Cada linha desta matriz está associada a uma iteração do programa, isto é, a cada hora do ano, pelo que para 2017 esta matriz terá um total de 8760 linhas.

O preço inicial (*preco_ini*) corresponde ao preço de mercado sem influência do abastecimento de veículos elétricos. O preço final (*preco_fin*) resulta da inclusão do carregamento de um determinado número de veículos com um valor total de energia consumida em MWh.

Posteriormente, inicia-se a rotina principal já descrita anteriormente. Aqui, os dados relativos ao índice da iteração, da hora, do dia e do mês são guardados na respetiva linha da matriz *resultados*.

Para cada hora analisada, é indispensável efetuar a leitura dos dados de mercado respetivos. A fim de ler o ficheiro “.csv” correspondente e armazenar a sua informação, procede-se um conjunto de etapas. Este processo de leitura dos dados de mercado foi integralmente adotado do programa pré-existente, disponibilizado pela Engenheira Inês Amorim.

Inicialmente, é criada uma variável que memoriza o nome do ficheiro referente, quer se trate de um ficheiro para quando o mercado é único, quer para quando ocorre *market splitting*. No sentido de definir a ativação do mecanismo de *market splitting* em cada iteração, utiliza-se a variável *ms*, que assume o valor 1 nesse caso e 0 quando o mercado é único. O valor da variável *ms* é armazenada na coluna devida da matriz *resultados*.

Seguidamente, recorre-se à função “*textscan*” para efetuar a leitura do ficheiro “.csv” correspondente à hora coincidente com a iteração. Desta forma, uma variável armazena os valores da energia e do preço de todas as propostas de compra e venda casadas. Estes valores são sucessivamente guardados em quatro vetores diferentes:

- o valor da energia das propostas de compra casadas no vetor *qc*;
- o valor da energia das propostas de venda casadas no vetor *qv_aux*;
- o preço das propostas de compra casadas no vetor *pc*;
- o preço das propostas de venda casadas no vetor *pv_aux*.

Por conseguinte, o número de propostas de compra casadas corresponde ao comprimento dos vetores *qc* e *pc*. De forma análoga, o número de propostas de venda casadas coincide com o comprimento dos vetores *qv_aux* e *pv_aux*.

Os vetores *qv_aux* e *pv_aux* foram criados no sentido de proceder à correção de inconsistências nos dados descarregados do *website* do OMIE, nomeadamente a existência de propostas de venda casadas com um preço superior ao preço de mercado, posicionada antes da proposta inicial de venda casada a custo zero. Procedendo a uma análise destes vetores, na ocorrência desta situação, ignora-se esta proposta e as restantes são copiadas para os vetores *qv* e *pv*. No caso deste erro não se verificar, os valores são simplesmente transcritos dos vetores *qv_aux* e *pv_aux*, para os vetores *qv* e *pv*. A Figura 5.10 ilustra uma situação pontual em que se observa esta anomalia, delimitando a proposta em questão a verde.

C	1,5	60,70	C
C	10,0	60,34	C
C	2,0	60,34	C
C	30,0	59,79	C
C	2,7	59,79	C
C	15,0	59,79	C
C	0	58,78	C
V	70,0	73,00	C
V	0,1	0	C
V	5,5	0	C
V	2,6	0	C
V	89,2	0	C
V	20,0	0	C
V	5,0	0	C
V	26,0	0	C
V	1,2	0	C
V	2,4	0	C
V	2,0	0	C
V	21,2	0	C
V	9,5	0	C
V	14,2	0	C
V	9,2	0	C

Figura 5.10 - Excerto das propostas casadas do ficheiro ".xls" extraído de [52], que contempla, a verde, o erro nas propostas de venda casadas, para a hora 24 do dia 2 de janeiro de 2017.

Posto isto, é possível determinar o preço inicial que coincide com o preço da última proposta de compra ou de venda casadas. Este valor é então escrito na coluna apropriada da matriz *resultados*.

5.4.2 - Tratamento dos dados

Após a introdução dos dados relativos ao perfis de carregamento e a leitura e tratamento dos dados de mercado, o programa utiliza ambos para determinar o novo preço de mercado. Neste sentido, é necessário proceder ao cálculo do total da energia consumida pela frota, ou frotas, que se encontrem a carregar na hora em questão. Para tal, estes valores são armazenados em duas variáveis distintas:

- o total da energia consumida na variável *qtotal*;
- o número de veículos elétricos a carregar na hora em análise na variável *totfrotacar*.

A fim de considerar os dados de todos os perfis de carregamento, incorporou-se um ciclo “while” que corre os diversos perfis criados pelo utilizador. Em cada perfil existente, é importante verificar a hora de início e de fim do carregamento, com o intuito de confirmar que a hora da iteração em questão está incluída no período de carregamento desse perfil. No caso de se verificar esta situação, as variáveis *qtotal* e *totfrotacar* acumulam os valores de cada perfil.

Contudo, este processo também implica ter em atenção a hora de início e de fim de carregamento noutro contexto, nomeadamente a nível do algoritmo em si. Enquanto para o utilizador, especificar que a hora de início ocorre às 22 horas e de fim às 4 horas corresponde a admitir um intervalo de seis horas, incluindo as horas 23, 24, 1, 2 e 3, o programa não tem essa perceção pelo que é necessário incluir algumas restrições.

Posto isto, dentro do ciclo “*while*” referido anteriormente, consideram-se duas condições “*if*” no código. A primeira analisa os perfis cuja hora de início é superior à hora do fim, indo de encontro ao problema apresentado no parágrafo anterior. Com recurso a mais duas condições “*if*”, é averiguado se a hora da iteração é superior à hora de início, ou se é inferior à hora de fim. Dado que a variável *h* apenas contempla valores de 1 a 24, torna-se possível considerar os períodos indicados. Caso se verifique uma destas condições, o programa verifica se na hora da iteração ocorre *market splitting*, sendo que nesse caso utiliza o número de veículos elétricos a carregar em Portugal, memorizado na segunda coluna da matriz *carfrota*, para calcular os valores a armazenar em *qtotal* e *totfrotacar*. Se o mercado for único, é utilizado o número de veículos a carregar na totalidade da Península Ibérica, valor memorizado na primeira coluna da matriz *carfrota*. O excerto de código que desenvolve a primeira condição deste processo encontra-se apresentado na Figura 5.11.

```
%Tendo em conta os dados fornecidos pelo utilizador, calcula o
%número total de veículos que vão ser carregados a esta hora e
%a potência total (MIBEL ou PT)
m=1;
qtotal=0;
totfrotacar=0;
while m<=per
    if carfrota(m,3)>carfrota(m,4)
        if h>=carfrota(m,3)
            if resultados(aux,7)==1
                qtotal=qtotal+(carfrota(m,2)*carfrota(m,5));
                totfrotacar=totfrotacar+carfrota(m,2);
            else
                qtotal=qtotal+(carfrota(m,1)*carfrota(m,5));
                totfrotacar=totfrotacar+carfrota(m,1);
            end
        end
    end
    if h<=carfrota(m,4)
        if resultados(aux,7)==1
            qtotal=qtotal+(carfrota(m,2)*carfrota(m,5));
            totfrotacar=totfrotacar+carfrota(m,2);
        else
            qtotal=qtotal+(carfrota(m,1)*carfrota(m,5));
            totfrotacar=totfrotacar+carfrota(m,1);
        end
    end
    m=m+1;
end
```

Figura 5.11 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - primeira parte do processo de cálculo da energia consumida.

A segunda condição analisa os perfis cuja hora de início é inferior à hora de fim do carregamento. Nestes casos o programa apenas verifica se a hora da iteração correspondente se insere no período de carregamento das frotas, através de uma condição “if”. De seguida aplica o mesmo processo para o cálculo de *qtotal* e *totfrotacar*. Na Figura 5.12 apresenta-se o excerto do código que desenvolve esta segunda parte do processo.

```

if carfrota(m,3)<carfrota(m,4)
    if h>=carfrota(m,3) && h<=carfrota(m,4)
        if resultados(aux,7)==1
            qtotal=qtotal+(carfrota(m,2)*carfrota(m,5));
            totfrotacar=totfrotacar+carfrota(m,2);
        else
            qtotal=qtotal+(carfrota(m,1)*carfrota(m,5));
            totfrotacar=totfrotacar+carfrota(m,1);
        end
    end
end

m=m+1;
end

```

Figura 5.12 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - segunda parte do processo de cálculo da energia consumida.

Posteriormente, inicia-se o processo de aplicação do modelo descrito no subcapítulo 5.2. Esta parte do programa apenas será executada no caso de existir energia consumida pelo carregamento de veículos elétricos na hora em questão, isto é, se *qtotal* for diferente de zero. Na hipótese de *qtotal* ser igual a zero, então não existem veículos a carregar nessa hora e o preço final é igual ao preço inicial. Estes valores são escritos na matriz *resultados* como se pode verificar na Figura 5.13 e transita-se para a iteração seguinte, isto é, para a próxima hora do período em análise.

```

    %no caso de não existirem veículos a carregar, o preço final é igual ao inicial
    else
        resultados(aux,6)=preco_ini;
        resultados(aux,8)=totfrotacar;
        resultados(aux,9)=qtotal*0.001;
    end

    end

    aux=aux+1; %incremento do índice
    h=h+1; %incremento horário

    %limpa todas as variáveis para não haver conflitos de tamanho
    %em cada iteração
    clear qv;clear pv;clear qc;clear pc;
    clear cab; clear dados;
    clear quantidade_procura; clear quantidade_oferta;
    clear pv_aux; clear qv_aux;
end

    dia=dia+1; %incremento diário
end

    mes=mes+1; %incremento mensal
end

```

Figura 5.13 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - escrita dos resultados para as horas sem energia consumida pelo carregamento de veículos elétricos.

Para a aplicação do modelo implementado, adaptou-se uma parte do programa pré-existente, nomeadamente para o tratamento dos dados de mercado.

Tal como descrito no subcapítulo 5.2, o tratamento dos dados de mercado inicia-se com o prolongamento da curva agregada das propostas de venda casadas, com as propostas de venda não casadas. Para este efeito, primeiramente, o programa contempla uma variável *PotPr1* que armazena a capacidade da proposta de venda casada ao preço de mercado, como evidenciado pela Figura 5.14.

```

%verificar qual a capacidade da proposta de venda casada
%ao preço de mercado
while(j<=length(pv))
    if pv(2,j)==preco_ini
        PotPr1=PotPr1+qv(2,j);
    end
    j=j+1;
end

```

Figura 5.14 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - determinação da capacidade da proposta de venda casada ao preço de mercado.

De seguida, procede da mesma forma para memorizar a capacidade total da proposta de venda não casada ao preço de mercado na variável *PotPr2*, como indicado na Figura 5.15.

```

while strcmp(dados{1,4}{i,1},'O')

    %verificar qual a capacidade total da proposta de venda
    %não casada ao preço de mercado
    if strcmp(dados{1,1}{i,1},'V') && str2double(dados{1,3}{i,1})== preco_ini
        PotPr2=PotPr2+str2double(dados{1,2}{i,1});
    end

```

Figura 5.15 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - determinação da capacidade da proposta de venda não casada ao preço de mercado.

No final, calcula a diferença entre *PotPr1* e *PotPr2* e acrescenta esse valor, bem como o preço de mercado *preco_ini*, na última posição dos vetores *qv* e *pv*, respetivamente, como ilustra a Figura 5.16.

```

%acrescenta-se a diferença destas capacidades como uma
%proposta ao preço do mercado, na curva agregada de
%propostas de venda
if strcmp(dados{1,1}{i,1},'V') && str2double(dados{1,3}{i,1})>preco_ini && entrada==0
    qv(1,v)= v;
    qv(2,v)= round(PotPr2-PotPr1,4);
    pv(1,v)= v;
    pv(2,v)= preco_ini;
    v=v+1;
    entrada=1;
end

```

Figura 5.16 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - determinação do excesso de energia da proposta de venda não casada ao preço do mercado.

No sentido de concluir o processo de prolongamento da curva agregada das propostas de venda, o programa acrescenta as restantes propostas de venda não casadas com preço superior ao preço de mercado *preco_ini*, aos vetores *qv* e *pv*. A Figura 5.17 apresenta o excerto do código que conclui este processo.

```

%posteriormente são acrescentadas todas as propostas
%não casadas com um preço superior ao preço de mercado
if strcmp(dados{1,1}{i,1},'V') && str2double(dados{1,3}{i,1})> preco_ini && entrada==1
    qv(1,v)= v;
    qv(2,v)= str2double(dados{1,2}{i,1});
    pv(1,v)= v;
    pv(2,v)= str2double(dados{1,3}{i,1});
    v=v+1;
end

i=i+1;
end

```

Figura 5.17 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - conclusão do processo de prolongamento da curva de oferta.

Seguidamente, a aplicação passa para o processo de translação da curva de procura. Para tal, todas as propostas presentes nos vetores *qc* e *pc* são deslocadas de uma posição no sentido

positivo e a primeira posição destes vetores é ocupada, respetivamente, pela nova proposta de compra, cuja capacidade é igual à energia consumida, em MWh (sendo necessário proceder à sua conversão), com o carregamento dos veículos elétricos nessa hora, e pelo preço correspondente, com valor igual ao da proposta localizada na segunda posição do vetor *pc*. Na Figura 5.18 é possível verificar de que forma este processo está contruído no código do programa.

```
%translação da curva agregada de propostas de compra casadas, com a inclusão da nova proposta de compra

l=length(qc);
qc(1,l+1)=length(qc)+1;
pc(1,l+1)=length(pc)+1;

while l>=1
    qc(2,l+1)=qc(2,l);
    pc(2,l+1)=pc(2,l);
    l=l-1;
end

%introduz o valor da nova potência na curva da procura
qc(2,1)=qtotal*0.001;

%introduz um novo segmento ao preço -> preço mais elevado
pc(2,1)=pc(2,2);
```

Figura 5.18 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - processo de translação da curva de procura.

A fim de calcular o novo preço de mercado *preco_fin* através da modelização do problema de maximização da Função de Benefício Social, o programa chama a função “*pool_simulator*”. Esta função recebe como *inputs* os vetores *qc*, *pc*, *qv* e *p_v* e retorna um vetor *preco*, cuja primeira posição devolve o novo preço de mercado *preco_fin*. Este valor é então guardado na sexta coluna da matriz *resultados* apresentada na tabela 5.4, na linha correspondente à iteração em questão. À semelhança do novo preço, os valores das variáveis *totfrotacar* e *qtotal*, em MWh, são igualmente escritos na matriz *resultados*, como é ilustrado no excerto do código da Figura 5.19.

```
%calcula o novo preço de mercado com recurso à função linprog
[preco,quantidade_oferta,quantidade_procura]=pool_simulator(pv,qv,pc,qc,pv,pc);
preco_fin=preco(1);
resultados(aux,6)=preco_fin;
resultados(aux,8)=totfrotacar;
resultados(aux,9)=qtotal*0.001;
```

Figura 5.19 - Excerto do código do primeiro programa desenvolvido - chamada da função *pool_simulator* para o cálculo do novo preço de mercado.

A função “*pool_simulator*” recorre à função “*linprog*” do *MATLAB*, que permite resolver problemas de programação linear de minimização. Neste sentido, foi necessário considerar o simétrico da Função de Benefício Social, uma vez que este problema se encontra formulado em

termos de maximização. A formulação matemática que traduz a função “*linprog*” é dada pela expressão da Figura 5.20.

$$\min_x f^T x \text{ such that } \begin{cases} A \cdot x \leq b, \\ Aeq \cdot x = beq, \\ lb \leq x \leq ub. \end{cases}$$

f, x, b, beq, lb , and ub are vectors, and A and Aeq are matrices.

Figura 5.20 - Formulação matemática da função “*linprog*” [54].

Na Figura 5.21 são apresentados os *inputs* considerados para esta função.

$$x = \text{linprog}(f, A, b, Aeq, beq, lb, ub)$$

Figura 5.21 - *Inputs* da função “*linprog*” [54].

No que diz respeito à aplicação desenvolvida, nesta formulação:

- f corresponde à função objetivo do problema formulado por (5.1), que corresponde ao simétrico de (3.1)

$$\max Z = \sum_{j=1}^{N_G} C_{Gj}^{of} \cdot P_{Gj} - \sum_{i=1}^{N_D} C_{Di}^{of} \cdot P_{Di} \quad (5.1)$$

- A e b são matrizes vazias, uma vez que o problema não apresenta restrições do tipo $Ax \leq b$;
- Aeq e beq contemplam a restrição de igualdade formulada por (3.2);
- lb e ub atendem às restrições de desigualdade correspondentes aos limites superior e inferior das variáveis e são formuladas por (3.3) e (3.4).

Por fim, a função “*pool_simulator*” devolve um vetor organizado em duas matrizes *quantidade_oferta* e *quantidade_procura* que contêm a energia despachada por cada proposta de venda e de compra, organizadas por preço crescente e decrescente, respetivamente. As propostas não casadas apresentam valores nulos para a energia. Estas matrizes apresentam a estrutura indicada na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Estrutura das matrizes *quantidade_oferta* e *quantidade_procura*.

Índice	Vetor <i>qv/qc</i>	Vetor devolvido pela função <i>linprog</i> , com as propostas de venda/compra arredondadas às unidades	Vetor <i>pv/pc</i>	Vetor devolvido pela função <i>linprog</i> , com as propostas de venda/compra
...

Para determinar o novo preço de mercado, a função “*pool_simulator*” identifica a última proposta de compra casada e averigua se toda a sua capacidade foi despachada. No caso da

capacidade da última proposta de compra/venda casada diferir da capacidade total oferecida nessa proposta, o novo preço de mercado é dado pelo preço da respetiva proposta. Por outro lado, caso a capacidade das últimas propostas de compra e venda casadas tenha sido totalmente despachada, o novo preço de mercado corresponde ao preço da proposta de venda imediatamente a seguir à última proposta de venda casada.

5.5 - Funcionamento do segundo programa

O segundo programa, tal como referido anteriormente, foi desenvolvido com o objetivo de permitir fazer uma leitura da energia consumida no carregamento de veículos elétricos, tendo por base a simulação de padrões de utilização destes veículos. Os cenários de carregamento deste veículos serão oportunamente descritos no Capítulo 6.

Para tal, procedeu-se à adaptação do código do primeiro programa, implementado algumas alterações. No sentido de evitar repetição de informação, o presente subcapítulo limita-se a destacar estas variantes.

Em contraste com o que ocorria ao executar o primeiro programa, neste segundo não é exibido qualquer tipo de instrução para o utilizador introduzir dados. Pelo contrário, neste programa é efetuada uma leitura das potências de carregamento de veículos elétricos, em MW, para as 8760 horas do ano, contidas num ficheiro no formato “.xlsx” fornecido pelo Engenheiro José Carlos Sousa da EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A. Para este efeito, a aplicação recorre à função “*xlsread*” para ler estes dados, em linha com os pressupostos assumidos no subcapítulo 5.3, e armazena-os na matriz *evpot*, como é possível verificar no excerto de código da Figura 5.22.

```
%criar matriz para a leitura das potências de carregamento
evpot=xlsread('ve_cenarios.xlsx','B6:B8765');
```

Figura 5.22 - Excerto do código do segundo programa desenvolvido - leitura da energia consumida por hora com o carregamento de veículos elétricos.

De seguida procede de forma idêntica ao primeiro programa, iniciando a rotina principal da aplicação e efetuando a leitura dos dados de mercado.

Posteriormente, ao contrário do que sucedia no primeiro programa, em que se determinava o valor total da energia consumida pelos carregamentos e se armazenava este valor na variável *qtotal*, neste segundo, o valor da energia consumida por hora já é conhecido e encontra-se guardado na matriz *evpot*, pelo que não é realizado o processo inerente ao cálculo da energia consumida.

Desta forma, no momento da translação da curva agregada de propostas de compra casadas, a nova proposta de compra introduzida, em cada iteração, na primeira posição do

vetor *qc*, corresponde ao valor armazenado na matriz *evpot*, para a hora coincidente, como é possível verificar na Figura 5.23.

```
%introduz o valor da nova potência na curva da procura
qc(2,1)=evpot(aux,1);
```

Figura 5.23 - Excerto do código do segundo programa desenvolvido - introdução da energia consumida no processo de translação da curva de procura.

Em seguida é executada a função “*pool_simulator*” para a hora em análise e finalmente os resultados são guardados num ficheiro *EXCEL*, em formato “.xls”, como mostra a Figura 5.24.

```
name=input('Introduza o nome que pretende dar ao presente cenário: ', 's');
filename=['results_cenario_',name, '.xls']
xlswrite(filename,resultados,1)
```

Figura 5.24 - Excerto do código do segundo programa desenvolvido - impressão de resultados.

Em resumo, a Figura 5.25 apresenta o fluxograma do funcionamento deste segundo programa.

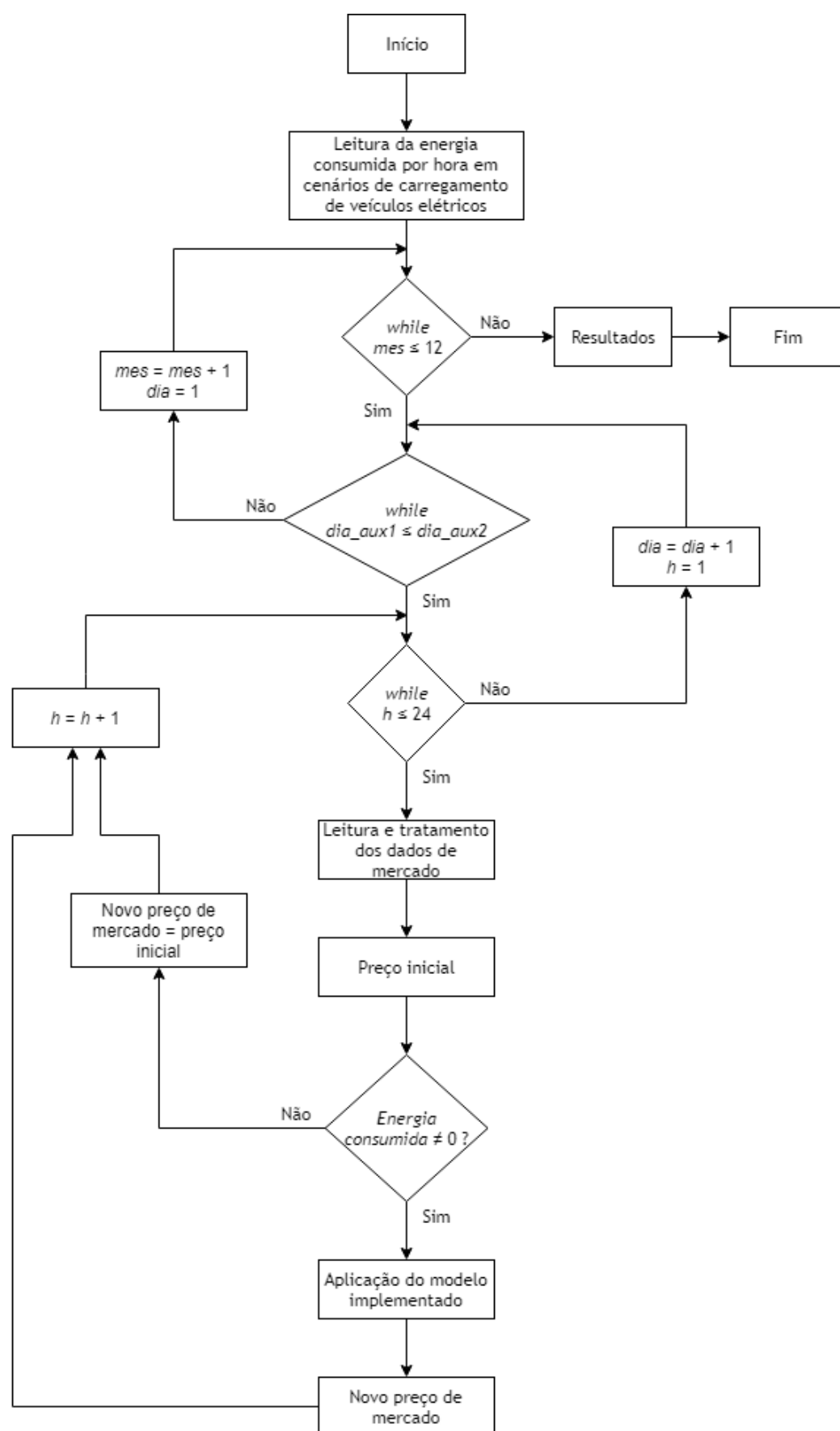


Figura 5.25 - Fluxograma do funcionamento do segundo programa.

Capítulo 6

Resultados das simulações

6.1 - Introdução

Neste Capítulo são apresentados os resultados para quatro cenários que serão caracterizados de seguida. Estes resultados foram obtidos com base na utilização das ferramentas computacionais desenvolvidas e descritas no Capítulo 5. Tendo em conta a impossibilidade de se apresentarem resultados e conclusões para todos os dias do ano de 2017 individualmente, optou-se por seleccionar um dia útil - o dia 12 de maio, uma sexta-feira. Para além disto, é efetuada uma análise estatística dos preços de mercado para horizontes temporais mais longos, nomeadamente para os doze meses do ano de 2017. O fuso horário considerado para este estudo e nos resultados apresentados é o Espanhol.

Desta forma, no subcapítulo 6.2 é efetuada uma caracterização dos cenários de carregamento considerados, com detalhe para a dimensão e composição da frota de veículos elétricos.

Seguidamente, no subcapítulo 6.3 é realizada a análise individual de cada cenário e a posterior comparação entre eles para o dia 12 de maio de 2017, um sexta-feira.

Finalmente, no subcapítulo 6.4 é realizada a análise mensal de cada um dos cenários, ultimada por uma comparação entre eles.

6.2 - Caracterização dos cenários considerados

Os três primeiros cenários correspondem a diferentes estratégias de carregamento de uma frota de veículos elétricos prevista para o ano de 2025, disponibilizados pela EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A.. Para simular estes cenários utilizou-se o segundo programa descrito no subcapítulo 5.5. Como foi referido anteriormente, estes cenários tiveram origem num estudo efetuado pelo INESC TEC em parceria com a EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., com o título "*Impact of Electric Vehicles to the National electricity system and MIBEL market price formation*" [53]. O objetivo da simulação destes cenários considerando os resultados do

mercado referentes a 2017 passa por perceber de que forma oscilariam os preços neste ano com as estratégias descritas mais à frente, na eventualidade de já circularem tantos veículos elétricos como os que foram previstos para o ano de 2025.

Cada um destes cenários é composto por uma frota de 200.000 veículos elétricos, constituída por veículos ligeiros, autocarros e de mercadorias. Nas horas em que ocorre *market splitting*, o número de veículos elétricos a carregar em Portugal é de 20% do total e em Espanha é de 80%. Os valores de carregamento considerados baseiam-se nas diferentes potências de carregamento associadas a cada classe de veículos. É assumido que os veículos mais leves irão carregar predominantemente com carregadores dentro de uma faixa entre 3 a 12 kW, enquanto os autocarros e os veículos de mercadoria precisam de potências de carregamento superiores de até 50 kW. A Tabela 6.1 apresenta as potências de carregamento consideradas para cada uma das classes indicadas [53].

Tabela 6.1 - Caraterísticas de cada classe de veículo [53].

	Veículos ligeiros	Autocarros	Veículos de mercadorias
Capacidade média das baterias (2025)	25 kWh	150 kWh	200 kWh
Valores de carregamento (residencial e industrial)	3.7 kW, 7.5 kW	15 kW, 50 kW	30 kW, 50 kW

O Cenário 1 diz respeito a um carregamento sem controlo, baseado em carregamentos aleatórios consoante o utilizador. Consideram-se os seguintes comportamentos dos utilizadores:

- carregamento do veículo elétrico no final do dia ou quando for mais conveniente na medida da sua disponibilidade;
- carregamento do veículo elétrico sempre que possível;
- carregamento do veículo elétrico somente quando necessário.

Neste cenário é de destacar o maior impacto da conexão dos veículos elétricos à rede no final da tarde a partir das 19 horas (hora Espanhola), com um aumento drástico de carga.

O Cenário 2 corresponde a um algoritmo de otimização *Time of Use* (ToU), isto é, um carregamento igualmente aleatório, mas onde existe uma tarifa bi-horária para o carregamento dos veículos elétricos. Em contraste com o Cenário 1, neste caso a influência do carregamento destes veículos na rede depende fortemente das tarifas aplicadas em cada país. É de notar que, se todos os veículos elétricos otimizarem o seu período de carregamento para minimizar o custo de energia, o consumo pode aumentar significativamente nas horas com menor custo.

No Cenário 3 o carregamento é otimizado tendo em vista utilizar ao máximo energia disponibilizada por fontes renováveis, nomeadamente de origem fotovoltaica, de modo a alisar

o diagrama de cargas. Neste cenário surgem potências de carregamento elevadas em determinadas horas, de modo a aproveitar a produção de unidades fotovoltaicas e minimizar o impacto dos veículos elétricos e da produção distribuída nas redes de distribuição [53], [55].

Por fim, o Cenário 4, representa um cenário personalizado, com 50% da frota descrita anteriormente a carregar segundo a estratégia associada ao Cenário 1 e os outros 50% a carregar segundo a estratégia correspondente ao Cenário 2. Para simular este cenário utilizou-se o primeiro programa descrito no subcapítulo 5.4. Este cenário surge com o objetivo de perceber o impacto da utilização simultânea de ambas as estratégias de carregamento. Neste quarto cenário não se incluiu o Cenário 3, uma vez que este segue uma metodologia com tarifas que se alteram ao longo do dia e consequentemente também os períodos de carregamento dos veículos, situação que não é possível considerar no programa desenvolvido.

Para o Cenário 4 foram consideradas as frotas apresentadas na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 - Dimensões das frotas de veículos elétricos por classe considerados no Cenário 4.

	Carregamento pelo Cenário 1		Carregamento pelo Cenário 2	
	MIBEL	Portugal	MIBEL	Portugal
Veículos ligeiros	97800	19560	97800	19560
Autocarros	200	40	200	40
Veículos de mercadorias	2000	400	2000	400
Total	100000	20000	100000	20000

Os valores de carregamento, bem como a potência das baterias considerado são os apresentados na Tabela 6.1. Pressupõe-se que sempre que um veículo elétrico é conectado à rede para efeitos de carregamento a sua bateria está totalmente descarregada. Com estes dados foi construído o seguinte perfil de carregamento:

- carregamento pelo Cenário 1:
 - ligeiros - carregam das 19h à 1h com 3.7 kW e das 13h às 15h com 7.5 kW;
 - autocarros - carregam das 19h às 4h com 15 kW e das 13h às 15h com 50 kW;
 - veículos de mercadorias - carregam das 19h à 1h com 30 kW e das 12h às 15h com 50 kW.
- carregamento pelo Cenário 2:
 - ligeiros - carregam das 22h às 3h com 3.7 kW e das 13h às 15h com 7.5 kW;
 - autocarros - carregam das 22h às 7h com 15 kW e das 13h às 15h com 50 kW;
 - veículos de mercadorias - carregam das 22h às 3h com 30 kW e das 12h às 15h com 50 kW.

6.3 - Análise do dia 12 de maio de 2017

Ao selecionar o dia 12 de maio, garante-se que se trata de um dia útil tanto em 2017, uma sexta-feira, como em 2025, uma segunda-feira. Desta forma é possível estabelecer uma relação entre o carregamento da frota considerada e os preços de mercado num dia de semana em 2025 e 2017, respetivamente.

Na Figura 6.1 é apresentado o gráfico com o preço horário do mercado diário para este dia, descarregado do *website* da OMIE [52]. Pela análise da Figura 6.1 observa-se que a ponta do diagrama de cargas ocorre por volta das 13 horas, sendo de aproximadamente 38000 MWh. Esta hora de pico deve-se, possivelmente, ao consumo de equipamentos de ar condicionado, tendo em conta que se está perante o período mais quente do dia. Verifica-se ainda um pico considerável às 22 horas, situação comum dado se tratar de uma hora com um típico aumento do consumo doméstico, e um período de vazio que se inicia à 1 hora e termina às 8 horas.

É possível concluir que não ocorre *market splitting* em nenhuma hora, visto que o preço da energia em Portugal e Espanha é igual. Os preços acompanham, de certa forma, a evolução do diagrama de cargas, com exceção para o período das 11 horas até às 20 horas, possivelmente explicado pela elevada penetração de PRE. No geral, apesar da pouca hidraulicidade neste período do ano e consequente redução da produção hídrica disponível, a elevada PRE permite obter preços inferiores ao que é tendência. Para além disso, verificam-se preços mais elevados entre as 9 horas e as 11 horas, dado o aumento do consumo de energia da indústria e entre as 21 horas e as 24 horas, devido ao aumento do consumo doméstico, com o pico do preço a ocorrer às 22 horas correspondente a 53.39 €/MWh. Os preços mais baixos ocorrem para as horas de vazio, bem como para o período entre as 15 horas e as 19 horas, devido ao que já foi explicado. O valor mínimo do preço de mercado corresponde a 36.76 €/MWh e ocorre na hora 5.

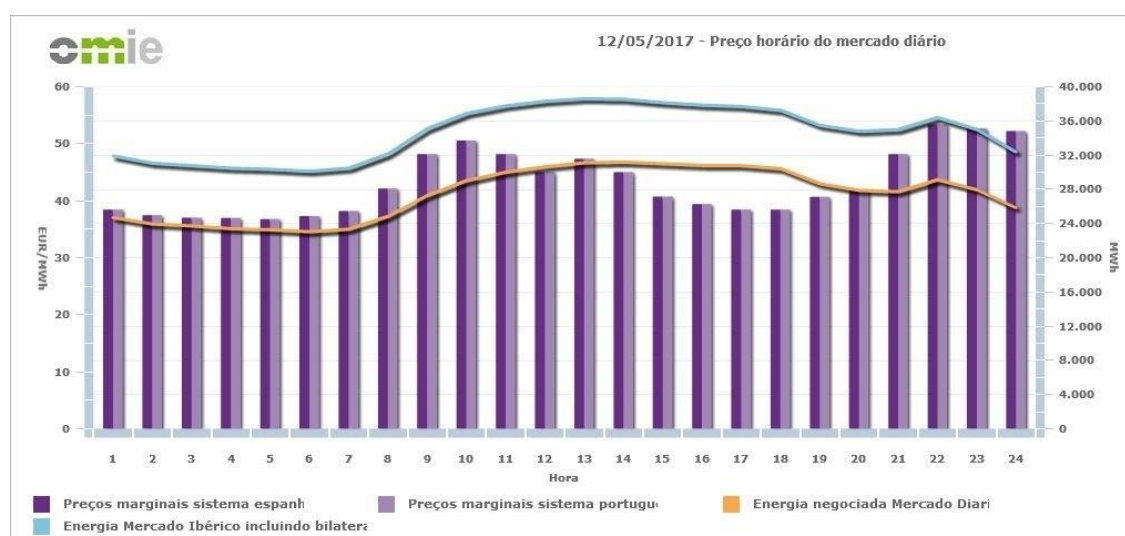


Figura 6.1 - Preço de mercado para todas as horas do dia 12 de maio de 2017 [52].

6.3.1 - Resultados do Cenário 1

Na Tabela 6.3 apresentam-se os resultados obtidos no Cenário 1 para as 24 horas do dia 12 de maio de 2017. Na coluna mais à direita estão indicados os valores horários da energia consumida com o carregamento da frota de veículos considerados para este cenário. Por sua vez, na quarta e quinta coluna estão representados os valores da variação absoluta e da variação relativa percentual, respetivamente, calculados pelas expressões (6.1) e (6.2).

$$\text{Variação absoluta} = \text{Preço final} - \text{Preço inicial} \text{ (€/MWh)} \quad (6.1)$$

$$\text{Variação relativa percentual} = \frac{\text{Preço final} - \text{Preço inicial}}{\text{Preço inicial}} \times 100 \text{ (\%)} \quad (6.2)$$

Tabela 6.3 - Valores obtidos com o Cenário 1 para as 24 horas do dia 12 de maio de 2017.

Hora	Preço inicial (€/MWh)	Preço final (€/MWh)	Diferença (€/MWh)	Variação percentual (%)	Energia consumida (MWh)
1	38.44	38.55	0.11	0.29	82.13
2	37.45	37.45	0	0	50.05
3	37.01	37.05	0.04	0.11	39.20
4	36.95	36.95	0	0	39.20
5	36.76	36.95	0.19	0.52	25.81
6	37.30	37.30	0	0	17.55
7	38.19	38.50	0.31	0.81	11.10
8	42.14	42.38	0.24	0.57	41.29
9	48.18	48.20	0.02	0.04	43.18
10	50.54	50.54	0	0	51.24
11	48.18	48.18	0	0	56.12
12	45.01	45.04	0.03	0.07	43.49
13	47.32	47.42	0.1	0.21	56.23
14	45.01	45.08	0.07	0.16	69.49
15	40.69	40.69	0	0	65.16
16	39.40	39.53	0.13	0.33	50.97
17	38.44	38.44	0	0	20.81
18	38.44	38.44	0	0	56.85
19	40.65	40.69	0.04	0.10	123.29
20	42.00	42.00	0	0.00	214.69
21	48.18	48.62	0.44	0.91	191.39
22	53.39	53.46	0.07	0.13	170.31
23	52.69	53.00	0.31	0.59	129.95
24	52.19	52.21	0.02	0.04	107.31

No sentido de auxiliar na análise dos valores da Tabela 6.3, construíram-se os gráficos das Figuras 6.2, 6.3 e 6.4.

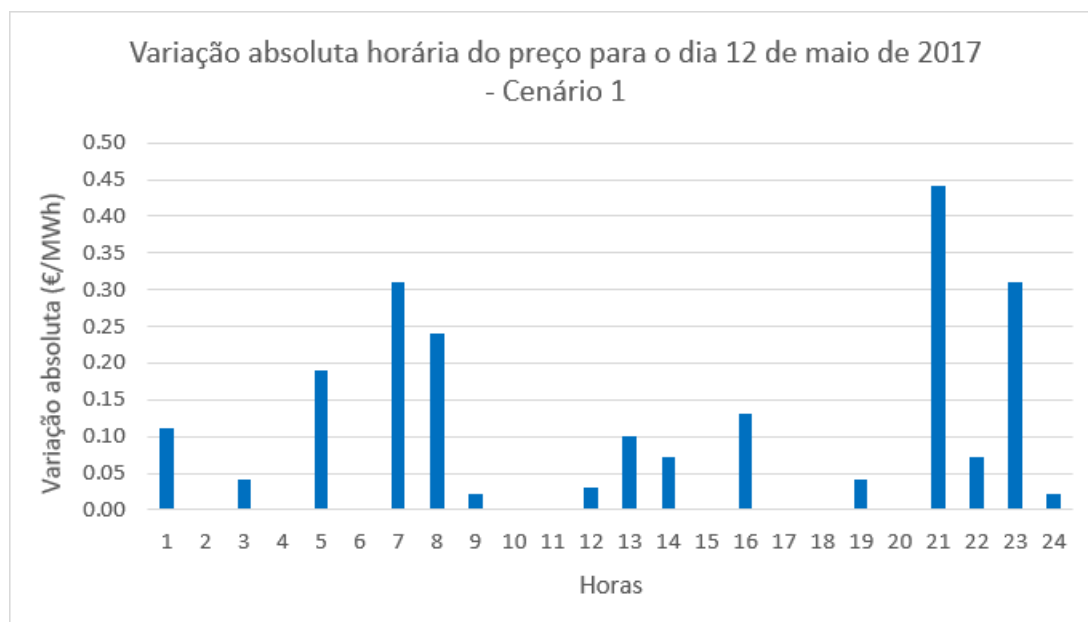


Figura 6.2 - Variação absoluta horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 1.

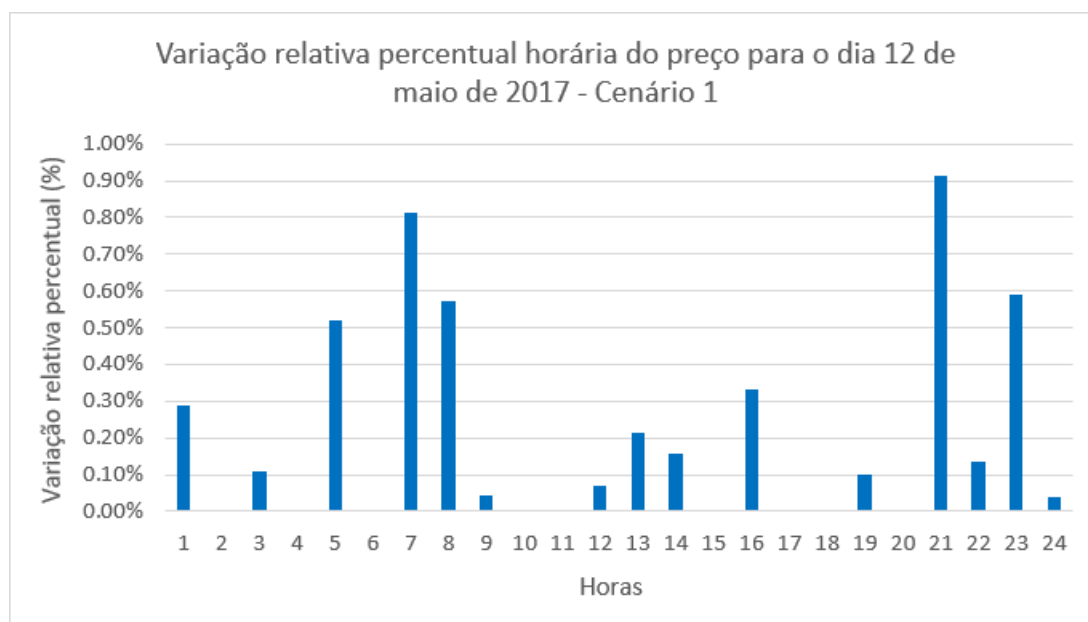


Figura 6.3 - Variação relativa percentual horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 1.



Figura 6.4 - Energia consumida com o carregamento da frota de veículos elétricos considerada - Cenário 1.

Com a análise do gráfico da Figura 6.4 percebe-se que o consumo para o Cenário 1, tal como descrito no subcapítulo 6.2, é mais elevado a partir das 19 horas. Esta situação decorre da maior disponibilidade dos utilizadores para proceder ao carregamento dos seus veículos a partir da hora a que chegam a casa do trabalho.

O gráfico da Figura 6.2 apresenta a variação absoluta entre o preço novo e o preço antigo. Através da sua análise é possível constatar que o maior aumento se verificou para as 21 horas com 0.44 €/MWh, em que a energia consumida com o carregamento de veículos elétricos foi de 191.39 MWh. Para além disso, são de destacar os picos de consumo nas horas 5, 7, 8 e 23. As horas com menor aumento foram a 9 e a 24, com 0.02 €/MWh, apesar de no caso da hora 24 se verificar um valor de energia consumida de 107.31 MWh. Porém, tal como se pode verificar nas horas 2, 4, 6, 10, 11, 15, 17, 18 e 20, que apresentaram uma variação nula, nem sempre a energia consumida é suficiente para provocar alterações no preço de mercado. Isto significa que o preço de mercado nestas horas está associado a um segmento horizontal da curva das vendas correspondente a uma proposta de venda não integralmente utilizada. Assim, nessas horas o aumento do consumo associado ao carregamento dos veículos elétricos não é suficiente para alterar o segmento horizontal da curva das vendas que define o preço. No geral, é possível concluir que a variação absoluta dos preços varia entre 0 e 0.44 €/MWh, valores reduzidos quando comparados com os valores dos preços iniciais e finais.

Por fim, o gráfico da Figura 6.3 ilustra a variação relativa percentual, isto é, o valor percentual do aumento de preço que sucede do aumento no consumo. Por inspeção deste gráfico conclui-se que o aumento do preço é bastante reduzido, com valores que não ultrapassam 1%.

6.3.2 - Resultados do Cenário 2

Na Tabela 6.4 apresentam-se os resultados obtidos no Cenário 2 para as 24 horas do dia 12 de maio de 2017.

Tabela 6.4 - Valores obtidos com o Cenário 2 para as 24 horas do dia 12 de maio de 2017.

Hora	Preço inicial (€/MWh)	Preço final (€/MWh)	Diferença (€/MWh)	Variação percentual (%)	Energia consumida (MWh)
1	38.44	38.69	0.25	0.65	283.99
2	37.45	37.80	0.35	0.93	141.19
3	37.01	37.06	0.05	0.14	88.87
4	36.95	36.95	0	0	53.74
5	36.76	36.95	0.19	0.52	31.18
6	37.30	37.30	0	0	17.55
7	38.19	38.50	0.31	0.81	11.10
8	42.14	42.38	0.24	0.57	34.23
9	48.18	48.20	0.02	0.04	23.81
10	50.54	50.54	0	0	42.09
11	48.18	48.18	0	0	51.92
12	45.01	45.01	0	0	34.81
13	47.32	47.42	0.1	0.21	42.55
14	45.01	45.08	0.07	0.16	83.75
15	40.69	40.69	0	0	77.09
16	39.40	39.53	0.13	0.33	38.29
17	38.44	38.44	0	0	33.95
18	38.44	38.44	0	0	47.11
19	40.65	40.69	0.04	0.10	50.85
20	42.00	42.00	0	0	68.01
21	48.18	48.20	0.02	0.04	26.72
22	53.39	53.47	0.08	0.15	28.53
23	52.69	53.03	0.34	0.65	145.77
24	52.19	52.21	0.02	0.04	116.01

A partir dos valores calculados para a variação absoluta e para a variação relativa percentual, bem como dos dados do consumo indicados na Tabela 6.4, foram construídos os gráficos das Figuras 6.5, 6.6 e 6.7, para permitir uma melhor análise dos resultados.

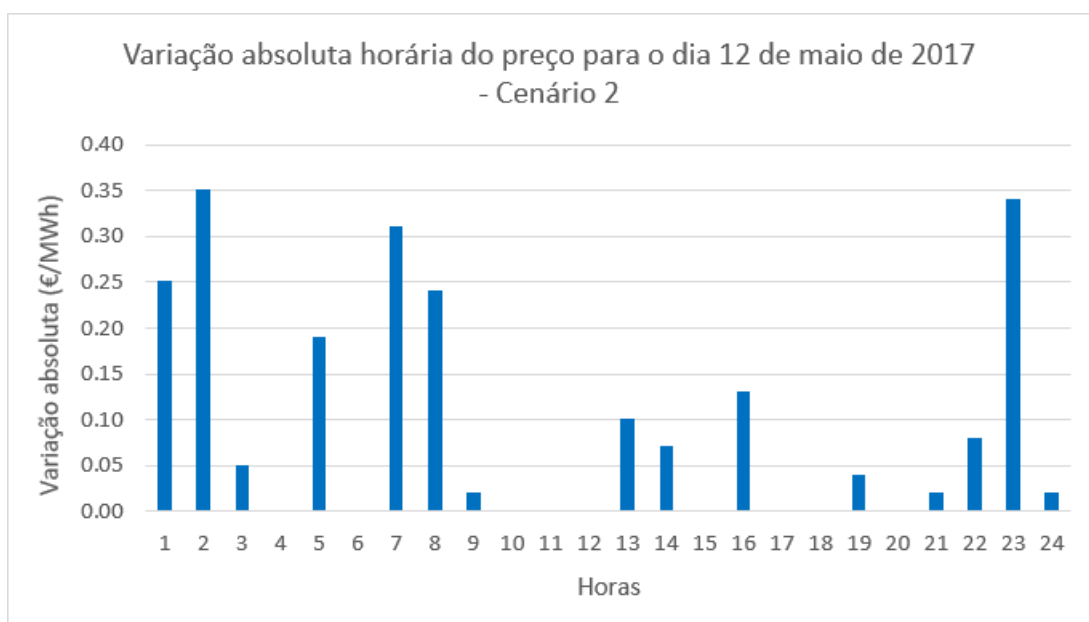


Figura 6.5 - Variação absoluta horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 2.

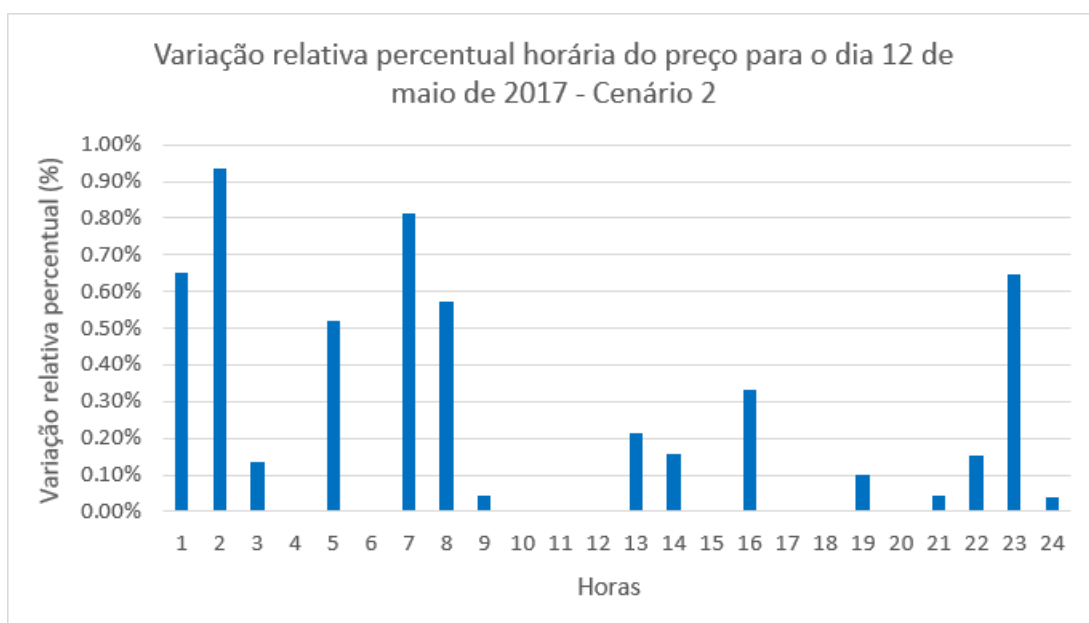


Figura 6.6 - Variação relativa percentual horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 2.



Figura 6.7 - Energia consumida com o carregamento da frota de veículos elétricos considerada - Cenário 2.

Tal como foi descrito no subcapítulo 6.2, o carregamento da frota de veículos elétricos no Cenário 2 para além de depender da disponibilidade dos utilizadores, depende de uma tarifa bi-horária. Através da análise do gráfico da Figura 6.7 é possível concluir que o maior consumo ocorreu no período entre as 23 horas e as 2 horas, que por sua vez se insere nas horas de vazio, em que o preço da energia elétrica é mais barato. Na hora 1 verifica-se o consumo mais elevado com 283.99 MWh. Apesar de tudo, tal como indicado no subcapítulo 6.2, mantém-se algum caráter aleatório, o que faz com que ocorram carregamentos fora do vazio.

Pela análise da Figura 6.5, constata-se que foi no período de maior consumo que também se identificaram os maiores aumentos no preço de mercado, com exceção da hora 24 que apresentou um aumento residual. O maior aumento do preço ocorre na hora 2 com uma variação absoluta de 0.35 €/MWh e um valor de energia consumida de 141.19 MWh. Tal como no cenário anterior, identificam-se bastantes horas nas quais o consumo não foi suficiente para sequer provocar alterações no preço de mercado. Em suma, conclui-se que a variação absoluta dos preços varia entre 0 e 0.35 €/MWh e que, à semelhança do cenário anterior, são valores residuais quando comparados com os valores dos preços iniciais e finais.

Da mesma forma, com a análise do gráfico da Figura 6.6 conclui-se que, tal como no cenário anterior, o aumento do preço é residual, com valores relativos percentuais que não ultrapassam 1%.

6.3.3 - Resultados do Cenário 3

Os resultados obtidos no Cenário 3 para as 24 horas do dia 12 de maio de 2017 são apresentados na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 - Valores obtidos com o Cenário 3 para as 24 horas do dia 12 de maio de 2017.

Hora	Preço inicial (€/MWh)	Preço final (€/MWh)	Diferença (€/MWh)	Variação percentual (%)	Energia consumida (MWh)
1	38.44	38.55	0.11	0.29	44.04
2	37.45	37.45	0	0	49.86
3	37.01	37.05	0.04	0.11	33.59
4	36.95	36.95	0	0	68.11
5	36.76	36.95	0.19	0.52	99.88
6	37.30	37.39	0.09	0.24	62.10
7	38.19	38.44	0.25	0.65	121.46
8	42.14	43.20	1.06	2.52	194.79
9	48.18	48.18	0	0	0.00
10	50.54	50.54	0	0	14.50
11	48.18	48.18	0	0	21.65
12	45.01	45.04	0.03	0.07	47.50
13	47.32	47.42	0.1	0.21	37.04
14	45.01	45.75	0.74	1.64	293.60
15	40.69	40.69	0	0	119.45
16	39.40	39.53	0.13	0.33	134.61
17	38.44	38.44	0	0	18.66
18	38.44	38.44	0	0	21.45
19	40.65	40.69	0.04	0.10	21.45
20	42.00	42.00	0	0	30.83
21	48.18	48.20	0.02	0.04	31.06
22	53.39	53.44	0.05	0.09	23.97
23	52.69	52.71	0.02	0.04	10.73
24	52.19	52.21	0.02	0.04	39.90

Do mesmo modo que nos cenários anteriores, os gráficos das Figuras 6.8, 6.9 e 6.10 foram construídos utilizando os valores calculados para a variação absoluta, a variação relativa percentual e os dados da energia consumida com o carregamento da frota de veículos elétricos segundo o Cenário 3.

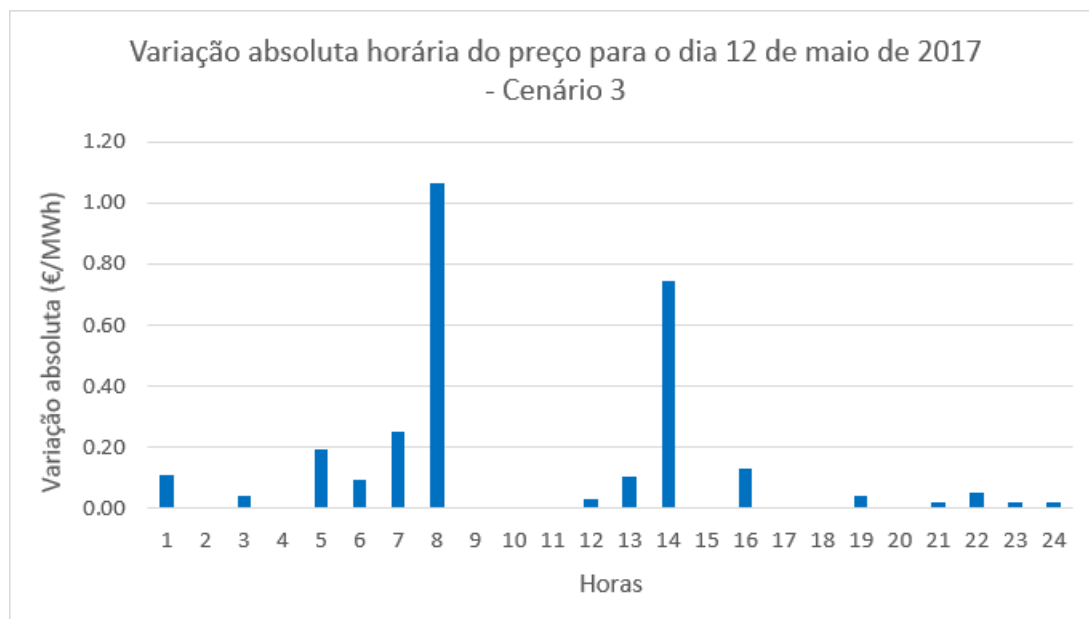


Figura 6.8 - Variação absoluta horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 3.

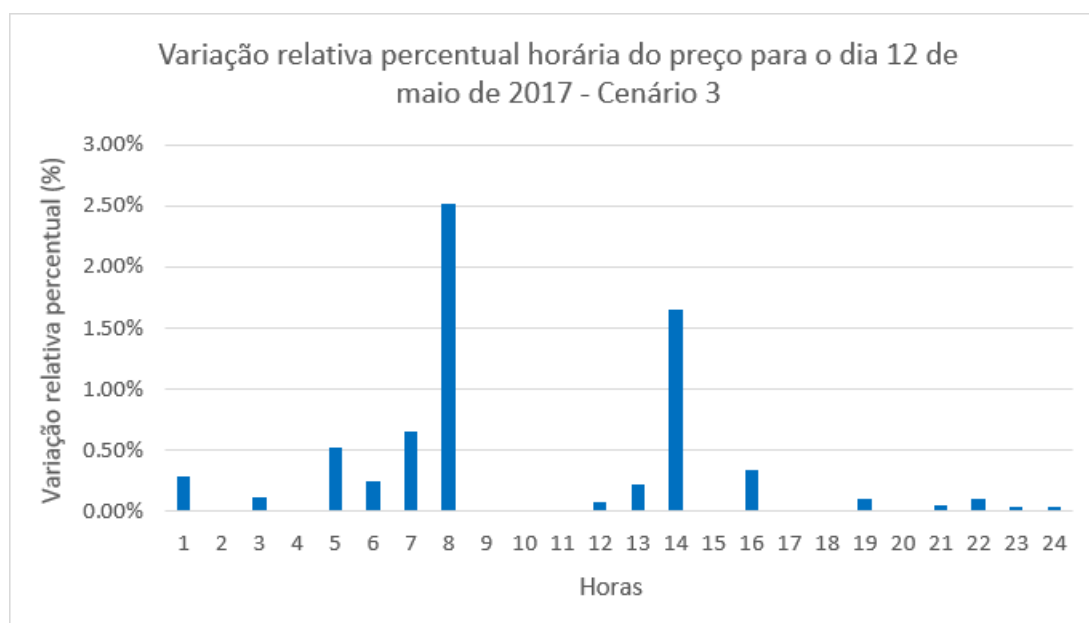


Figura 6.9 - Variação relativa percentual horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 3.



Figura 6.10 - Energia consumida com o carregamento da frota de veículos elétricos considerada - Cenário 3.

No Cenário 3, o tipo de carregamento está relacionado, tal como foi descrito no subcapítulo 6.2, com uma estratégia otimizada no sentido de utilizar o mais possível energia associada a fontes renováveis. Desta forma, pela análise do gráfico da Figura 6.10 é possível estabelecer uma relação entre as horas de maior consumo e a existência de uma elevada produção de renováveis. Destacam-se portanto as horas 7 e 8, assim como o período das 14 horas às 16 horas, com valores de consumo superiores. A hora de maior consumo de energia com o carregamento dos veículos elétricos é a hora 14, com 293.60 MWh, seguido da hora 8, com 194.79 MWh.

Através da análise do gráfico da Figura 6.8, conclui-se que as duas horas de maior consumo, nomeadamente a hora 8 e a hora 14, foram também as horas nas quais o preço sofreu o maior aumento. Na hora 8 a variação absoluta do valor do preço corresponde a 1.06 €/MWh, enquanto na hora 14 esta variação apresenta um valor de 0.74 €/MWh. Nas restantes horas, as alterações verificadas nos preços foram baixas ou mesmo nenhuma. Resumidamente, as alterações nos preços correspondem a valores modestos quando comparados com os valores dos preços iniciais e finais.

A partir da análise do gráfico da Figura 6.9 observa-se que neste cenário os valores relativos percentuais já são algo superiores às dos cenários anteriores, com um máximo de 2.52% na hora 8 e uma outra ponta de 1.64% na hora 14. Tirando estes valores já com algum destaque, os restantes são bastante reduzidos, sendo que não atingem 1%.

6.3.4 - Resultados do Cenário 4

A Tabela 6.6 apresenta os resultados obtidos no Cenário 4 para as 24 horas do dia 12 de maio de 2017.

Tabela 6.6 - Valores obtidos com o Cenário 4 para as 24 horas do dia 12 de maio de 2017.

Hora	Preço inicial (€/MWh)	Preço final (€/MWh)	Diferença (€/MWh)	Variação percentual (%)	Energia consumida (MWh)
1	38.44	39.69	1.25	3.25	849.72
2	37.45	37.49	0.04	0.11	427.86
3	37.01	37.30	0.29	0.78	427.86
4	36.95	36.95	0	0	6.00
5	36.76	36.76	0	0	3.00
6	37.30	37.30	0	0	3.00
7	38.19	38.50	0.31	0.81	3.00
8	42.14	42.14	0	0	0
9	48.18	48.18	0	0	0
10	50.54	50.54	0	0	0
11	48.18	48.18	0	0	0
12	45.01	45.49	0.48	1.07	200.00
13	47.32	49.98	2.66	5.62	1687.00
14	45.01	48.18	3.17	7.04	1687.00
15	40.69	42.02	1.33	3.27	1687.00
16	39.40	39.40	0	0	0
17	38.44	38.44	0	0	0
18	38.44	38.44	0	0	0
19	40.65	40.76	0.11	0.27	424.86
20	42.00	42.02	0.02	0.05	424.86
21	48.18	48.93	0.75	1.56	424.86
22	53.39	53.69	0.30	0.56	849.72
23	52.69	53.39	0.70	1.33	849.72
24	52.19	52.71	0.52	1.00	849.72

Com base nos valores calculados para a variação absoluta e para a variação relativa percentual, assim como nos dados do consumo apresentados na Tabela 6.6, surgem os gráficos das Figuras 6.11, 6.12 e 6.13 com o propósito de auxiliar a análise dos resultados.

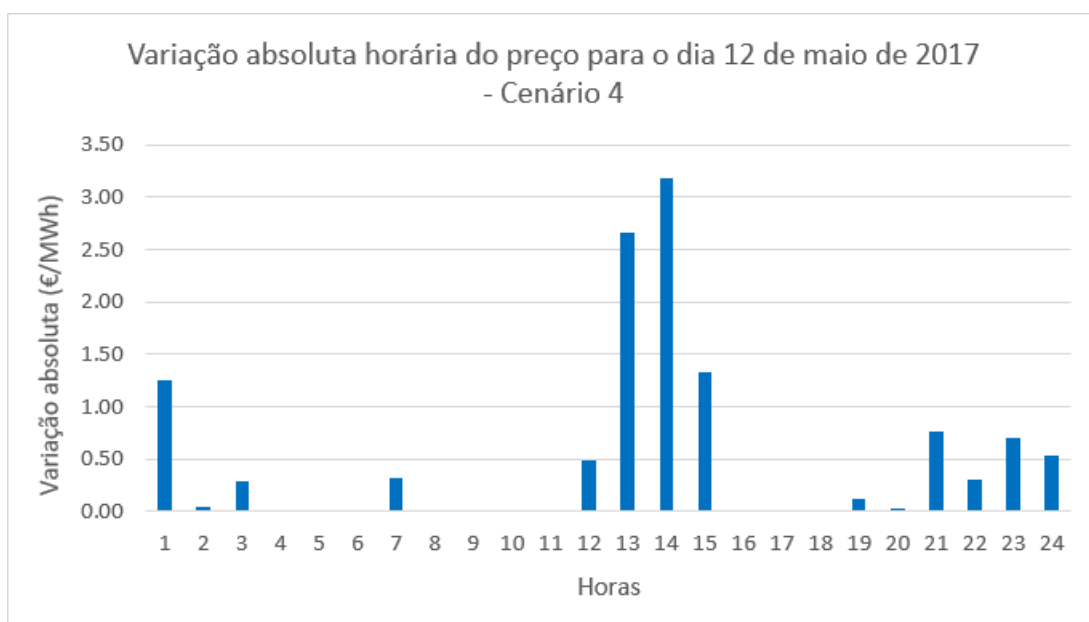


Figura 6.11 - Variação absoluta horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 4.

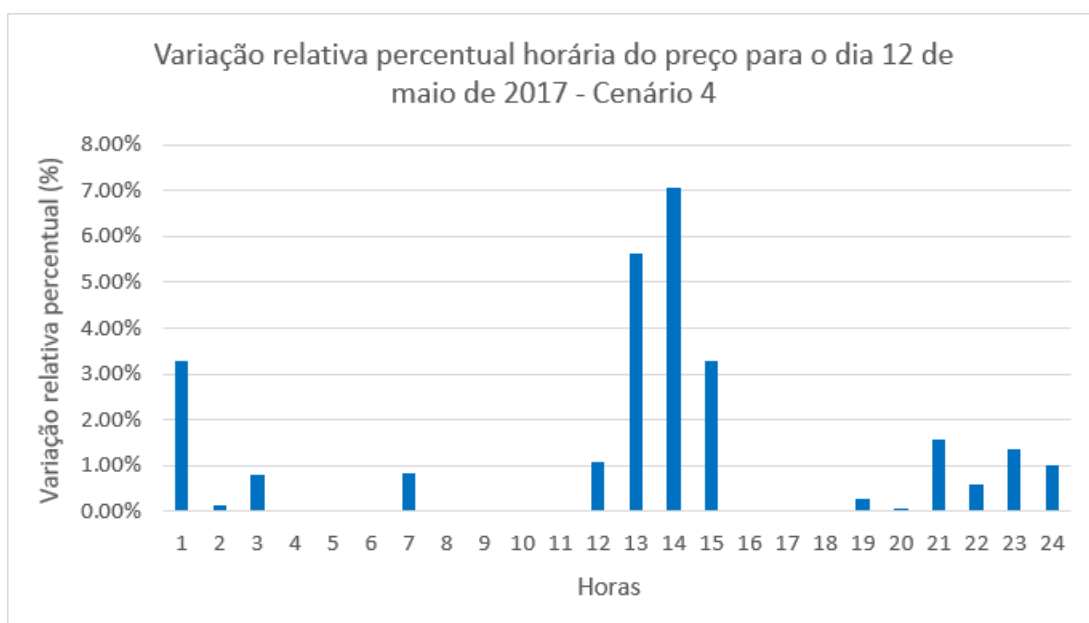


Figura 6.12 - Variação relativa percentual horária do preço de mercado para o dia 12 de maio de 2017 - Cenário 4.



Figura 6.13 - Energia consumida com o carregamento da frota de veículos elétricos considerada - Cenário 4.

O Cenário 4 é um cenário personalizado em que se pretende simular a utilização em simultâneo das estratégias correspondentes aos Cenários 1 e 2. Este cenário permite ainda observar o que sucede no caso de um número elevado de utilizadores optarem por carregar os seus veículos elétricos em simultâneo. Desta forma, em contraste com os cenários anteriores apenas algumas horas apresentam consumo de energia. Pela análise do gráfico da Figura 6.13 constata-se valores bastante elevados de energia consumida no período entre as 13 horas e as 15 horas, uma vez que se considerou uma elevada concentração de veículos elétricos a carregar nessas horas, bem como uma potência superior de carregamento. A partir das 19 horas e até às 7 horas, o carregamento destes veículos é efetuado a uma potência inferior, pelo que os valores obtidos para o consumo são significativamente mais baixos.

Como se pode observar no gráfico da Figura 6.11, é no período de maior consumo que também se verifica um maior aumento no preço de mercado, com um valor máximo de 3.17 €/MWh na hora 14, precedido de um aumento de 2.66 €/MWh na hora 13. É de notar que apesar do consumo residual de energia na hora 7 no valor de 3 MW, ocorre um aumento de 0.31 €/MWh no preço de mercado para essa hora, estabelecendo um ótimo exemplo de que nem sempre é necessário existir um elevado consumo de energia para que este se traduza num aumento do preço. Para além disso, destaca-se a existência de mais dois aumentos algo significativos, mais especificamente na hora 1 e na hora 13, com valores de 1.25 €/MWh e de 1.33 €/MWh, respetivamente.

Finalmente, o gráfico da Figura 6.12 ilustra valores de variação relativa percentual bastante superiores aos apresentados nos cenários anteriores, sendo que nas horas 1, 13, 14 e 15 estes ultrapassam os 3% e na hora 14 inclusive atinge um valor de 7.04%. Estes valores já representam um impacto elevado nos preços.

6.3.5 - Comparação dos cenários

Para efeitos de análise comparativa do impacto de cada um dos cenários no aumento do preço, apresenta-se na Tabela 6.7 a variação relativa percentual dos preços obtidos para os quatro cenários simulados.

Tabela 6.7 - Variação relativa percentual dos preços obtidos para os cenários simulados.

Hora	Cenário 1 (%)	Cenário 2 (%)	Cenário 3 (%)	Cenário 4 (%)
1	0.29	0.65	0.29	3.25
2	0	0.93	0	0.11
3	0.11	0.14	0.11	0.78
4	0	0	0	0
5	0.52	0.52	0.52	0
6	0	0	0.24	0
7	0.81	0.81	0.65	0.81
8	0.57	0.57	2.52	0
9	0.04	0.04	0	0
10	0	0	0	0
11	0	0	0	0
12	0.07	0	0.07	1.07
13	0.21	0.21	0.21	5.62
14	0.16	0.16	1.64	7.04
15	0	0	0	3.27
16	0.33	0.33	0.33	0
17	0	0	0	0
18	0	0	0	0
19	0.10	0.10	0.10	0.27
20	0	0	0	0.05
21	0.91	0.04	0.04	1.56
22	0.13	0.15	0.09	0.56
23	0.59	0.65	0.04	1.33
24	0.04	0.04	0.04	1.00

O gráfico da Figura 6.14 ilustra a variação relativa percentual dos valores do preço de mercado dos vários cenários em relação a cada hora do dia 12 de maio de 2017.

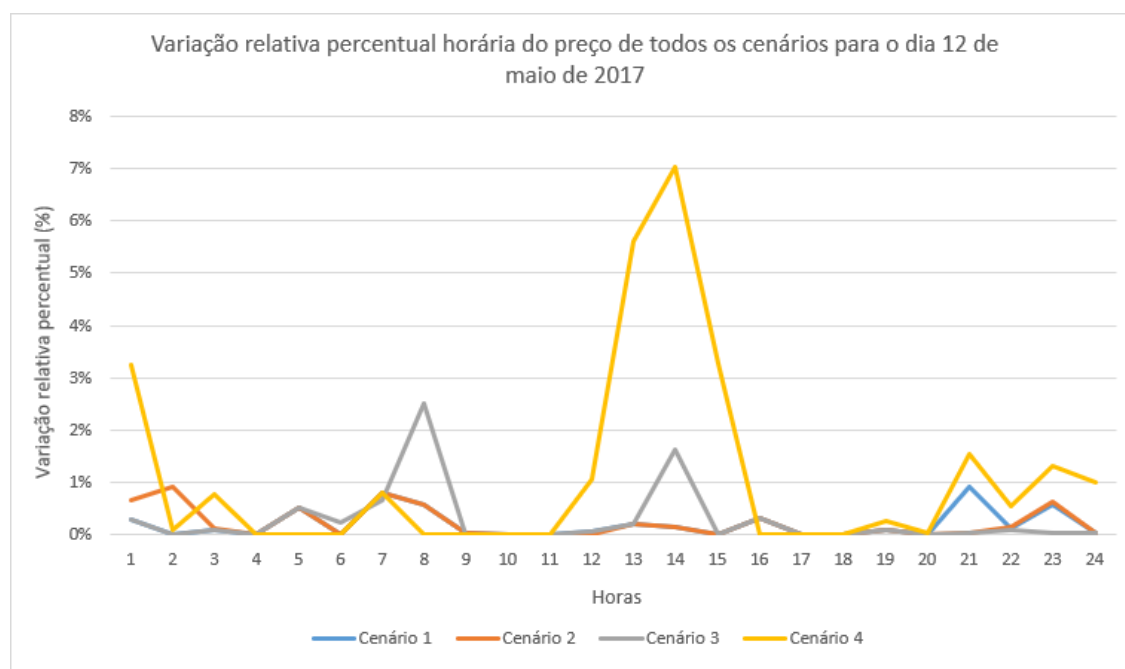


Figura 6.14 - Variação relativa percentual dos preços obtidos para os cenários simulados.

Inicialmente, é de notar que os Cenários 1, 2 e 3, comparativamente ao Cenário 4, apresentam uma abordagem mais próxima da realidade, com uma distribuição dos carregamentos uniforme, com pontas mais elevadas em determinadas horas, consoante a estratégia adotada em cada um. Contudo, o Cenário 4 permite perceber o forte impacto do carregamento em massa de veículos elétricos em certas horas.

No geral, nos Cenários 1 e 2 verificam-se valores bastante reduzidos de variação relativa percentual em horas similares, sendo possível destacar um maior impacto nos preços nas horas 7 e 8 em ambos os cenários, bem como dois aumentos mais elevados nas horas 21 e 23 no Cenário 1 e três no caso do Cenário 2 nas horas 1, 2 e 23.

No Cenário 3, em contraste com os dois cenários anteriores, observam-se aumentos residuais ao final do dia, possivelmente explicado pela dependência desta estratégia da produção das renováveis. Pelo mesmo motivo, destacam-se maiores aumentos neste cenário quando comparados com os dos Cenários 1 e 2, com dois máximos de 2.52% e 1.64% nas horas 8 e 14. Desta forma, é possível concluir que no Cenário 3 uma elevada produção de energia de origem renovável, nomeadamente de origem fotovoltaica, concentrada em poucas horas se pode traduzir em picos de aumentos significativos nessas mesmas horas com o carregamento em simultâneo de um grande número de veículos elétricos, sendo esta situação especialmente notável neste dia.

Por fim, como seria de esperar, a tendência horária de subida dos preços no Cenário 4 assemelha-se aos dois primeiros cenários, porém com aumentos bastante consideráveis justificados pela elevada concentração de veículos a carregar nas mesmas horas.

6.4 - Análise mensal do ano de 2017

Com o objetivo de proceder a uma análise dos preços de mercado para um horizonte temporal mais alargado, segue-se o estudo mensal e anual efetuado para o ano de 2017.

O número de horas para o qual foi ativado o mecanismo de *market splitting* para cada mês do ano de 2017, assim como o total, é apresentado na Tabela 6.8.

Tabela 6.8 - Horas em que ocorreu *market splitting* para cada mês do ano de 2017.

Mês	Número de horas
Janeiro	69
Fevereiro	90
Março	95
Abril	65
Maio	4
Junho	29
Julho	15
Agosto	14
Setembro	12
Outubro	26
Novembro	33
Dezembro	126
2017	578

No sentido de facilmente se observar a tendência mensal do número de horas de *market splitting*, segue-se a Figura 6.15.

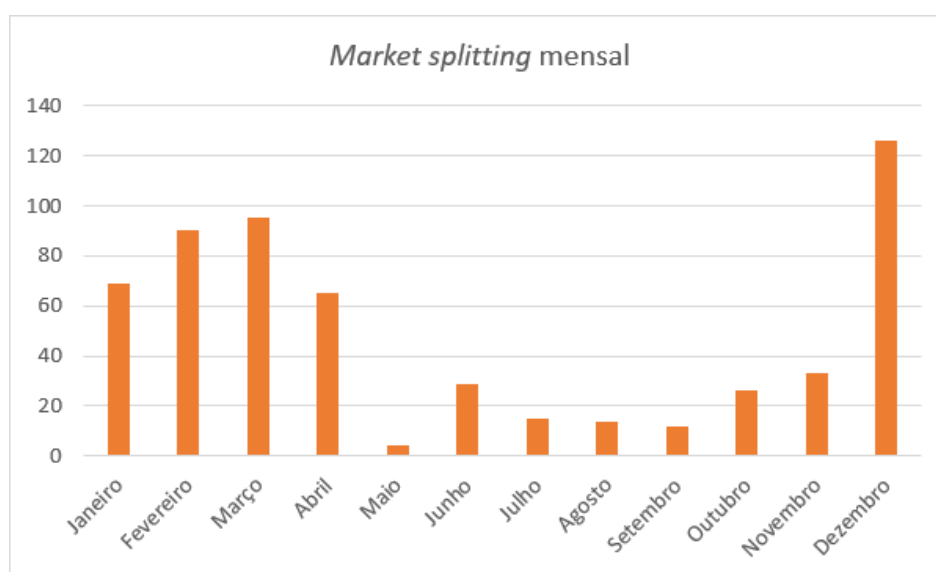


Figura 6.15 - Horas em que ocorreu market splitting para cada mês do ano de 2017.

Para as horas em que ocorreu *market splitting*, o impacto nos preços de mercado foi estimado considerando apenas as ofertas de compra e venda provenientes de Portugal. Uma vez que os três primeiros cenários correspondem a simulações de carregamento para o ano de 2025, não se pressupõe a existência de uma relação entre as horas de *market splitting* para esse ano e para 2017. Desta forma, existe a forte possibilidade de ocorrer o carregamento correspondente à totalidade dos veículos elétricos considerados quando o mercado é único, nas horas em que ocorre *market splitting* em 2017 e vice-versa. Pressupondo ainda a possibilidade de existir uma redução do número de horas com ativação do mecanismo de *market splitting* até 2025, dado o aumento de produção ligada às redes de distribuição, é provável que esta situação se verifique com elevada regularidade. Por estes motivos, é provável a existência de um maior impacto nos preços de mercado nas horas de *market splitting*.

No Cenário 4, por ser personalizado, a dimensão da frota de veículos elétricos considerada para as horas em que ocorre *market splitting* é igualmente inferior, nomeadamente 20% do total da frota estudada para quando o mercado é único. Deste modo já não se verifica a situação referida anteriormente.

6.4.1 - Resultados do Cenário 1

Na Tabela 6.9 apresentam-se os valores médios mensais e anual dos preços horários sem e com a influência do carregamento de veículos elétricos, respetivamente como preço inicial e final. Nas duas colunas mais à direita apresentam-se os respetivos valores da variação absoluta e da variação relativa percentual, obtidos através das expressões (6.1) e (6.2).

Tabela 6.9 - Valores mensais e anual obtidos com o Cenário 1 para o ano de 2017.

Mês	Preço inicial (€/MWh)	Preço final (€/MWh)	Diferença (€/MWh)	Variação percentual (%)
Janeiro	71.52	71.79	0.27	0.37
Fevereiro	51.39	51.61	0.22	0.43
Março	43.95	44.08	0.12	0.28
Abril	44.18	44.31	0.13	0.29
Maio	47.12	47.22	0.10	0.21
Junho	50.22	50.32	0.10	0.20
Julho	48.60	48.72	0.12	0.24
Agosto	47.43	47.55	0.12	0.25
Setembro	49.16	49.28	0.11	0.23
Outubro	56.98	57.12	0.14	0.25
Novembro	59.36	59.55	0.18	0.31
Dezembro	60.10	60.43	0.33	0.55
2017	52.51	52.67	0.16	0.31

Por sua vez, as Figuras 6.16 e 6.17 ilustram estas variações graficamente.

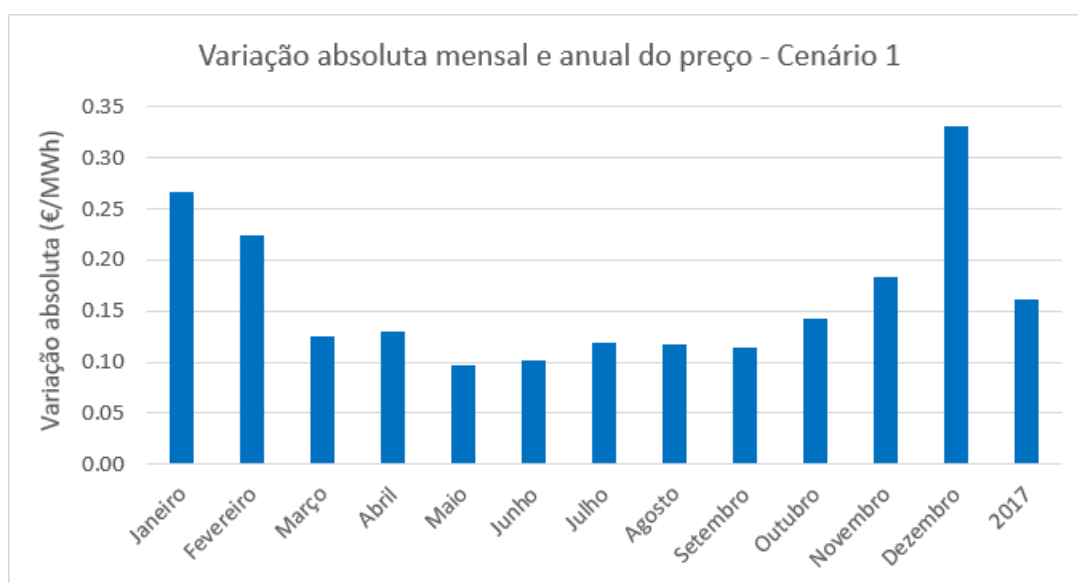


Figura 6.16 - Variação absoluta mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 1.

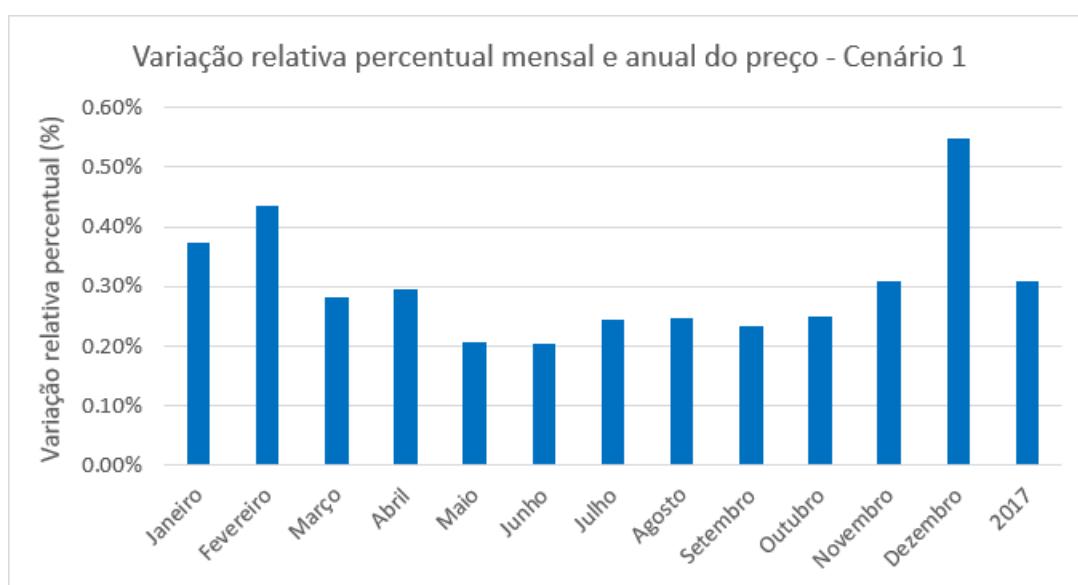


Figura 6.17 - Variação relativa percentual mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 1.

Pela análise da Figura 6.17 é possível concluir que o Cenário 1 tem pouca influência sobre os preços médios nas horas de carregamento dos veículos elétricos, sendo que as variações absolutas variam entre 0 €/MWh e 0.35 €/MWh e as variações relativas percentuais registradas não ultrapassam 0.60%.

Para além disto, como seria de esperar, constata-se a existência de uma relação entre o número de horas de *market splitting* e o impacto sofrido pelos preços de mercado, evidenciada pelos aumentos mais significativos nos preços de mercado a corresponderem aos meses de janeiro, fevereiro e dezembro, que apresentam o maior número de horas de *market splitting*.

6.4.2 - Resultados do Cenário 2

Os valores médios mensais e anual obtidos no Cenário 2 são apresentados na Tabela 6.10.

Tabela 6.10 - Valores mensais e anual obtidos com o Cenário 2 para o ano de 2017.

Mês	Preço inicial (€/MWh)	Preço final (€/MWh)	Diferença (€/MWh)	Variação percentual (%)
Janeiro	71.52	71.82	0.29	0.41
Fevereiro	51.39	51.61	0.22	0.43
Março	43.95	44.10	0.15	0.33
Abril	44.18	44.33	0.15	0.34
Maio	47.12	47.24	0.12	0.25
Junho	50.22	50.35	0.13	0.25
Julho	48.60	48.75	0.15	0.30
Agosto	47.43	47.57	0.13	0.28
Setembro	49.16	49.30	0.14	0.28
Outubro	56.98	57.16	0.17	0.30
Novembro	59.36	59.57	0.21	0.35
Dezembro	60.10	60.51	0.41	0.68
2017	52.51	52.70	0.19	0.36

As Figuras 6.18 e 6.19 apresentam os gráficos correspondentes as estas variações.

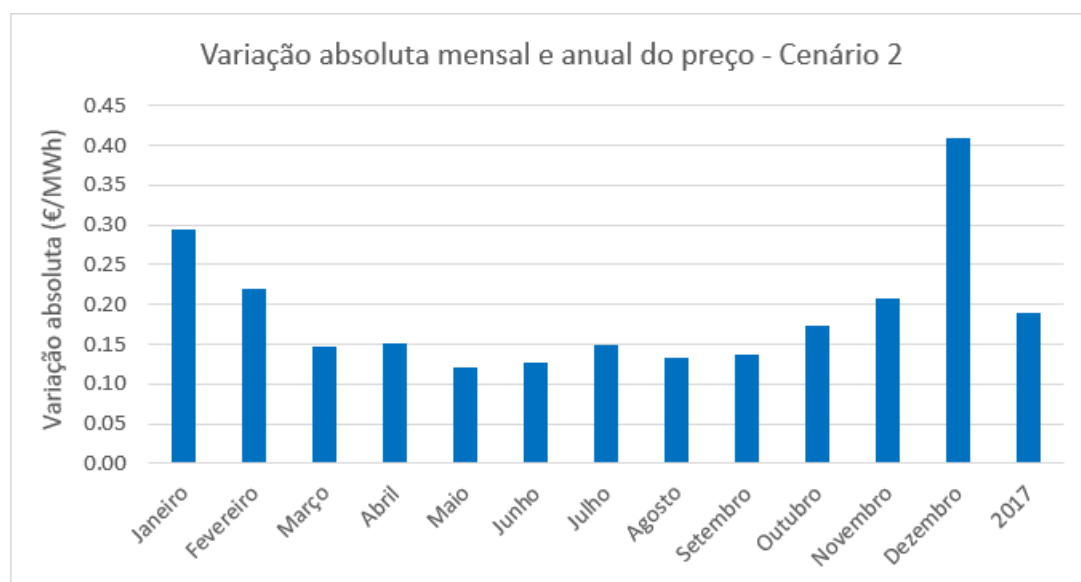


Figura 6.18 - Variação absoluta mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 2.

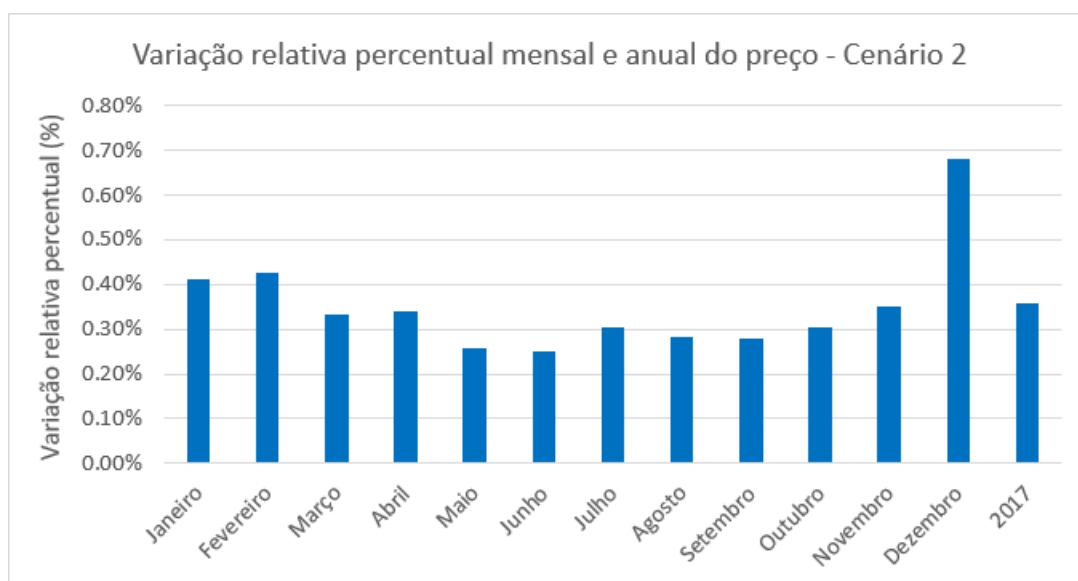


Figura 6.19 - Variação relativa percentual mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 2.

A partir da análise das Figuras 6.18 e 6.19, tal como no cenário anterior, o carregamento dos veículos elétricos segundo a estratégia do Cenário 2 apresenta um impacto reduzido nos preços de mercado, com valores modestos de variação absoluta entre 0 €/MWh e 0.45 €/MWh e uma variação relativa percentual inferior a 0.70%.

Novamente é possível verificar também uma tendência no aumento mais significativo nos preços para os meses com um maior número de horas de *market splitting*.

6.4.3 - Resultados do Cenário 3

A Tabela 6.11 apresenta os valores médios mensais e anual obtidos no Cenário 3 para o ano de 2017. No sentido de auxiliar na análise dos valores desta tabela, construíram-se os gráficos das Figuras 6.20 e 6.21.

Tabela 6.11 - Valores mensais e anual obtidos com o Cenário 3 para o ano de 2017.

Mês	Preço inicial (€/MWh)	Preço final (€/MWh)	Diferença (€/MWh)	Variação percentual (%)
Janeiro	71.52	71.80	0.28	0.38
Fevereiro	51.39	51.61	0.22	0.43
Março	43.95	44.09	0.14	0.32
Abril	44.18	44.33	0.16	0.35
Maio	47.12	47.23	0.11	0.24
Junho	50.22	50.34	0.12	0.23
Julho	48.60	48.72	0.12	0.25
Agosto	47.43	47.56	0.13	0.27
Setembro	49.16	49.29	0.12	0.25
Outubro	56.98	57.14	0.16	0.28
Novembro	59.36	59.54	0.17	0.29
Dezembro	60.10	60.43	0.33	0.55
2017	52.51	52.68	0.17	0.32

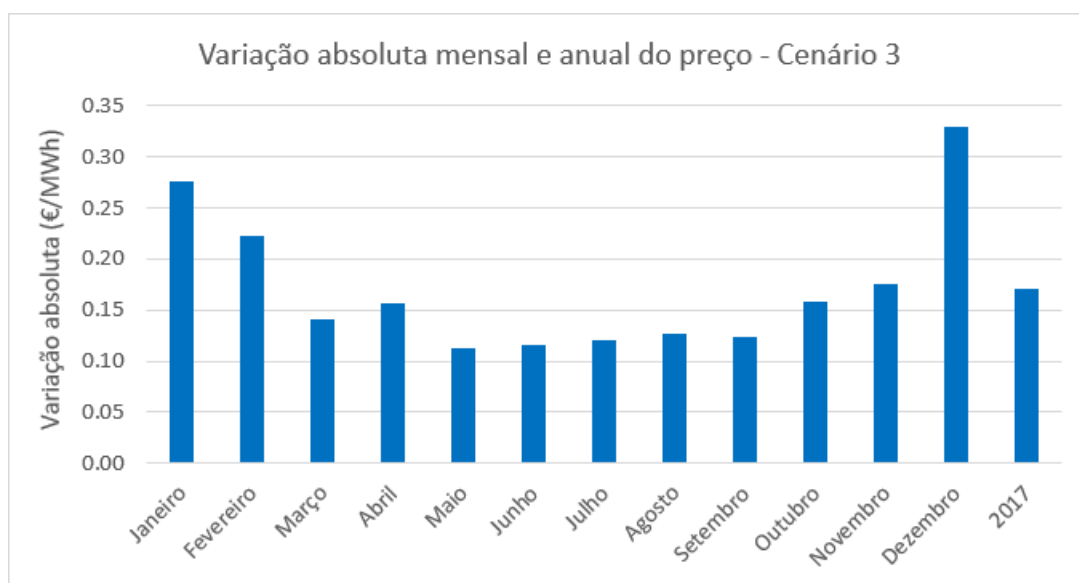


Figura 6.20 - Variação absoluta mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 3.

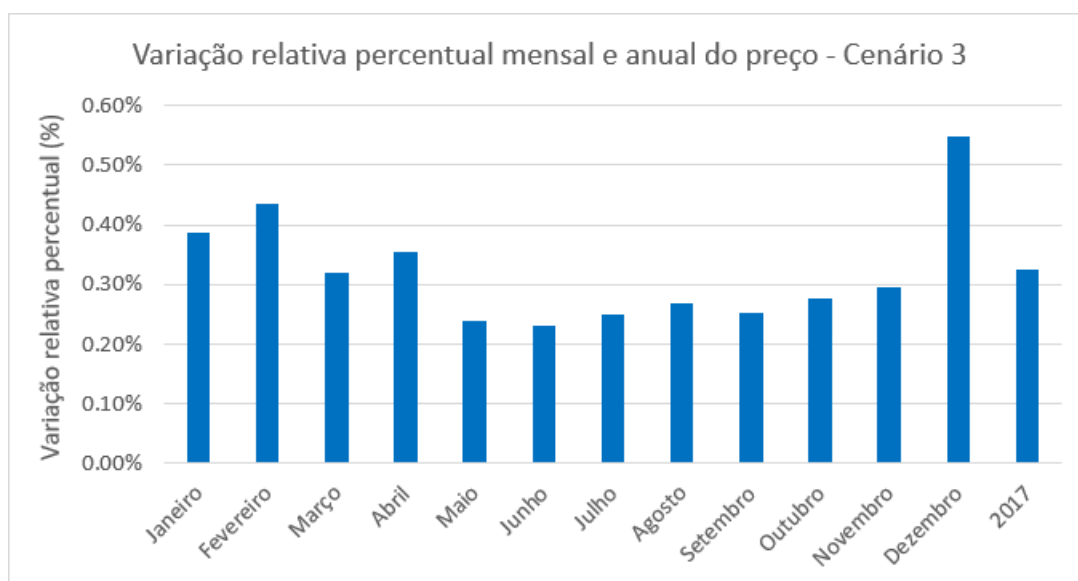


Figura 6.21 - Variação relativa percentual mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 3.

Pela análise das Figuras 6.20 e 6.21, no Cenário 3 é de novo evidente o baixo impacto que o carregamento desta frota de veículos elétricos, com uma variação absoluta entre 0 €/MWh e 0.35 €/MWh e uma variação relativa percentual inferior a 0.60%.

Mais uma vez se identifica os meses de janeiro, fevereiro e dezembro como os períodos do ano em que os aumentos nos preços de mercado foram mais acentuados.

6.4.4 - Resultados do Cenário 4

Na Tabela 6.12 apresentam-se os valores médios mensais e anual obtidos no Cenário 4 para o ano de 2017. Seguidamente, os gráficos das Figuras 6.22 e 6.23 ilustram as variações absolutas e relativas percentuais mensais e anual com base nos valores da Tabela 6.12.

Tabela 6.12 - Valores mensais e anual obtidos com o Cenário 4 para o ano de 2017.

Mês	Preço inicial (€/MWh)	Preço final (€/MWh)	Diferença (€/MWh)	Variação percentual (%)
Janeiro	71.52	72.42	0.90	1.26
Fevereiro	51.39	52.08	0.70	1.35
Março	43.95	44.43	0.48	1.09
Abril	44.18	44.69	0.51	1.16
Maio	47.12	47.65	0.53	1.13
Junho	50.22	50.75	0.53	1.05
Julho	48.60	49.18	0.57	1.18
Agosto	47.43	47.93	0.49	1.04
Setembro	49.16	49.68	0.52	1.06
Outubro	56.98	57.73	0.74	1.31
Novembro	59.36	60.13	0.76	1.29
Dezembro	60.10	61.11	1.01	1.68
2017	52.51	53.16	0.65	1.23

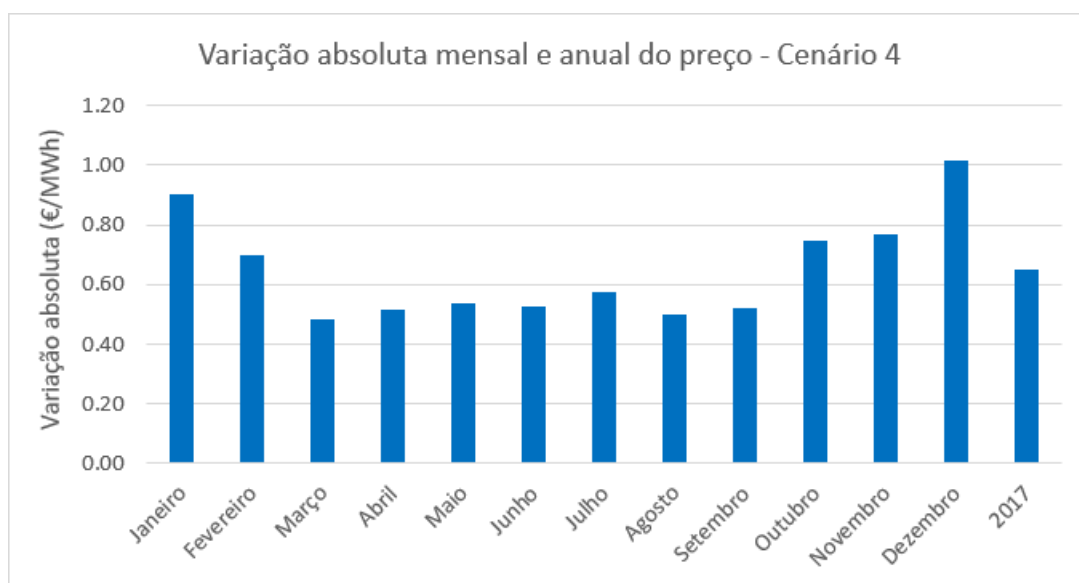


Figura 6.22 - Variação absoluta mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 4.

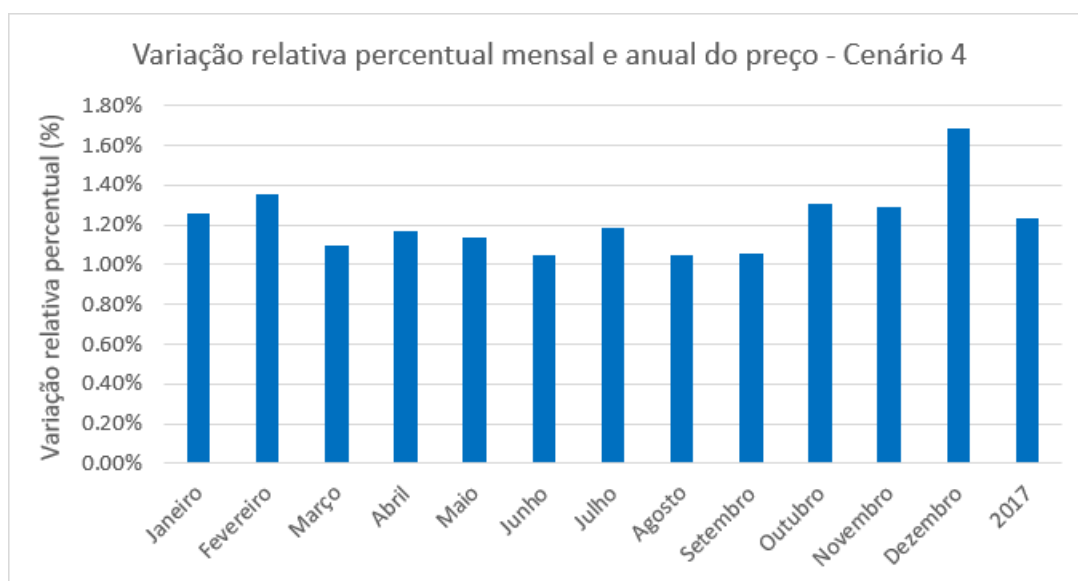


Figura 6.23 - Variação relativa percentual mensal e anual dos preços de mercado para o ano de 2017 - Cenário 4.

Através da análise das Figuras 6.22 e 6.23, é fácil perceber que os aumentos dos preços de mercado com o Cenário 4 são superiores quando comparados com os dos cenários anteriores. A variação absoluta situa-se entre 0.48 €/MWh e 1.01 €/MWh e a variação relativa percentual apresenta valores entre 1% e 2%. No geral, é possível concluir que este cenário apresenta um impacto reduzido nos preços de mercado.

Tal como previsto e comentado no início do subcapítulo 6.4, para o Cenário 4 o impacto do número de horas de *market splitting* não é tão acentuado como para os cenários anteriores, apesar de ainda se verificar um maior aumento nos preços para os meses de janeiro, fevereiro e dezembro.

6.4.5 - Comparação dos cenários

Por fim, em jeito de resumo, apresentam-se na Tabela 6.13 a variação relativa percentual dos preços obtidos para os vários cenários apresentados no decorrer deste subcapítulo.

92 Resultados das simulações

Tabela 6.13 - Variação relativa percentual dos preços médios mensais e anual obtidos para os cenários simulados.

Mês	Cenário 1 (%)	Cenário 2 (%)	Cenário 3 (%)	Cenário 4 (%)
Janeiro	0.37	0.41	0.38	1.26
Fevereiro	0.43	0.43	0.43	1.35
Março	0.28	0.33	0.32	1.09
Abril	0.29	0.34	0.35	1.16
Maio	0.21	0.25	0.24	1.13
Junho	0.20	0.25	0.23	1.05
Julho	0.24	0.30	0.25	1.18
Agosto	0.25	0.28	0.27	1.04
Setembro	0.23	0.28	0.25	1.06
Outubro	0.25	0.30	0.28	1.31
Novembro	0.31	0.35	0.29	1.29
Dezembro	0.55	0.68	0.55	1.68
2017	0.31	0.36	0.32	1.23

O gráfico da Figura 6.24 ilustra a variação relativa percentual dos valores médios mensais e anual dos preços de mercado dos vários cenários em relação ao ano de 2017.

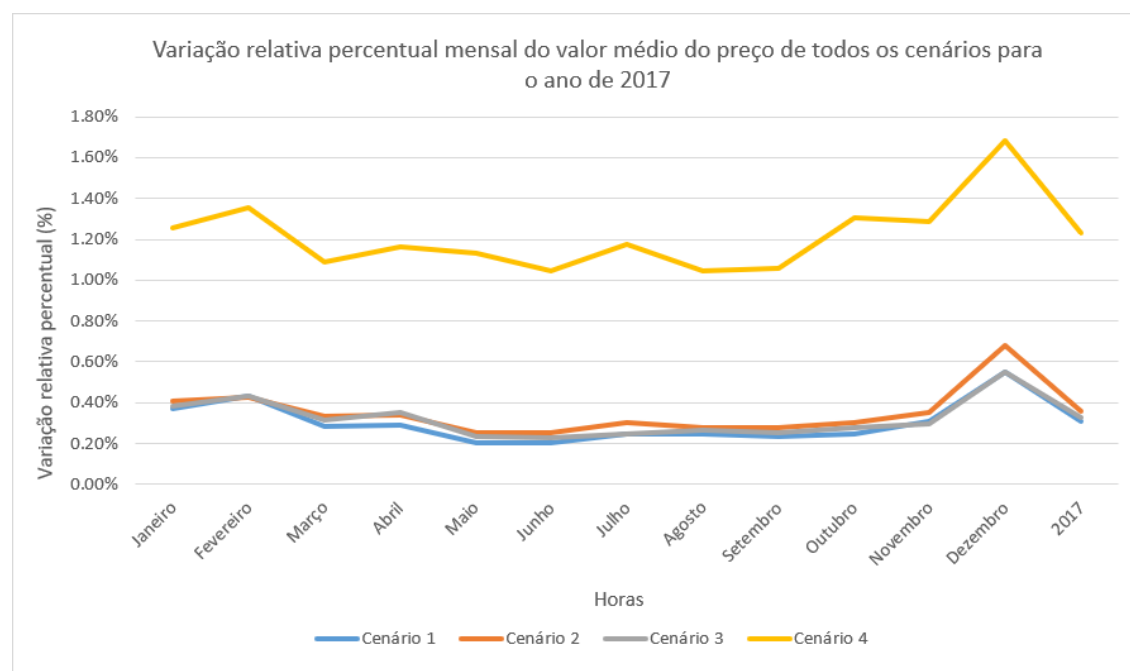


Figura 6.24 - Variação relativa percentual dos valores médios mensais e anual dos preços de mercado obtidos para os cenários simulados.

Em suma, conclui-se que as variações obtidas para os três primeiros cenários são bastante similares, com valores pouco superiores para o Cenário 2 em relação aos outros dois. Por outro

lado, o Cenário 4 apresenta valores significativamente superiores, como já seria de esperar, atendendo aos tipos de carregamento considerados neste cenário.

Capítulo 7

Conclusão

Os progressivos aumentos nos preços e na escassez das matérias primas petrolíferas, bem como as crescentes preocupações com o meio ambiente, têm intensificado os esforços no desenvolvimento de tecnologias e novas soluções com o objetivo de criar as condições para o aumento rápido do número de veículos elétricos, nomeadamente da capacidade de ligação destes veículos à rede elétrica, da sua autonomia e da vida útil das suas baterias. Contudo, este incremento da mobilidade elétrica origina um aumento do consumo de energia elétrica que, por sua vez, causa um impacto no preço da energia e possíveis problemas na operação das redes. Nesse sentido, é essencial a criação de regras para assegurar o correto funcionamento dos Sistemas Elétricos de Energia, pelo que se têm realizado inúmeros estudos no que diz respeito ao impacto da introdução massiva dos veículos elétricos na gestão da rede, nos preços da eletricidade, na segurança de abastecimento, na qualidade de serviço, entre outros. Estes estudos são de extrema importância no sentido de assegurar a melhor adaptação dos sistemas elétricos a esta mudança.

Nas últimas décadas assistiu-se a uma reestruturação no setor elétrico por todo o mundo, que proporcionou a liberalização de várias atividades do setor e impulsionou a criação de mercados transnacionais de eletricidade em vários países. Esta alteração do paradigma do setor elétrico permitiu assim introduzir a competitividade em algumas atividades envolventes neste setor e impulsionar as diversas metodologias e técnicas de otimização utilizadas nesta área. Em Portugal este processo deu origem à criação do MIBEL em conjunto com Espanha. O MIBEL teve início em julho de 2007 e permitiu alcançar múltiplos benefícios como a harmonização dos preços entre os dois países e a criação de condições para a sua integração com os restantes mercados regionais de eletricidade na Europa. Este mercado está estruturado em diversos modelos de contratação de energia elétrica, que permitem a compra e a venda de energia efetuada pelos agentes de mercado.

No presente trabalho desenvolveram-se dois programas a partir de um algoritmo pré-existente, que permitem simular o impacto do carregamento de frotas de veículos elétricos no

valor dos preços da energia elétrica no MIBEL. Através destes programas obtiveram-se os resultados da simulação de três cenários de utilização destes veículos para o ano de 2025 e de um cenário personalizado com base em dois dos cenários anteriores, considerando os preços e consumos referentes ao ano de 2017. Por fim, efetuou-se a análise destes resultados para um dia de semana e para os doze meses do ano de 2017. Neste Capítulo são apresentadas as conclusões retiradas desta análise.

O objetivo da análise dos resultados das simulações referidas passa por verificar de que forma é que diferentes estratégias de utilização de veículos elétricos causa impacto nos preços da energia elétrica no ano de 2017, tendo em conta cenários de carregamento de uma frota destes veículos prevista para o ano 2025. Desta forma, não só é possível perceber o impacto do carregamento de uma elevada quantidade de veículos elétricos no preço da energia elétrica do MIBEL na atualidade, como também a influência do comportamento dos seus utilizadores no abastecimento. Os resultados e conclusões aqui retiradas poderão vir a desempenhar um papel importante no que diz respeito ao planeamento dos Sistemas Elétricos de Energia de Portugal e Espanha. Para além disso, é de salientar que os programas desenvolvidos permitem facilmente retirar outras conclusões sobre este assunto, tendo por base outros pressupostos e valores que não os utilizados neste trabalho. O primeiro programa permite a construção dos perfis de carregamento que o utilizador pretenda e utiliza os dados do mercado disponíveis no *website* da OMIE para apresentar resultados para todas as horas do ano. Já o segundo programa poderá vir a ser importante para perceber a influência na atualidade de outros cenários com valores de energia consumida no carregamento pré-definidos que possam surgir do estudo efetuado pelo INESC TEC em parceria com a EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A., intitulado “*Impact of Electric Vehicles to the National electricity system and MIBEL market price formation*”.

Como seria de esperar, inicialmente verificou-se que a influência do carregamento dos veículos elétricos origina o aumento dos preços da energia elétrica. Esta variação é mais pronunciada quanto maior for a energia consumida com os carregamentos. Outro fator que influencia a variação dos preços é a forma das curvas de mercado, sendo que quanto maior for o declive das curvas, ou seja, quanto menor for a energia por proposta e maior a divergência de preço entre elas, maior será a variação do preço provocado pelos carregamentos. No caso dos três primeiros cenários, também a ocorrência de *market splitting* influencia a oscilação dos preços, dado que estes cenários estabelecem valores pré-determinados de energia consumida para cada hora do ano de 2025 pela frota descrita no subcapítulo 6.2. Desta forma, quando considerados em 2017 não é garantido que no caso de ativação do mecanismo de *market splitting* o número de veículos a carregar em Portugal corresponda aos 20% do total da frota em estudo e consequentemente se apresentem valores de energia consumida bastante elevados que irão ser trabalhados com as ofertas de compra e venda provenientes de Portugal Continental. O inverso desta situação também se pode verificar, apesar de com menor

frequência, uma vez que o número total de horas de *market splitting* é bastante inferior às horas em que o mercado tem preços comuns aos dois países.

Considerando a análise efetuada para o dia 12 de maio de 2017 conclui-se que em termos absolutos o Cenário 4 é o que apresenta uma maior elevação do preço inicial, dado contemplar uma grande quantidade de veículos elétricos a carregar em simultâneo. Nos restantes cenários apresentam-se variações modestas no preço de mercado, com aumentos a variar num intervalo entre 0 €/MWh e 1.06 €/MWh. Em termos relativos as conclusões podem ser diferentes, dado que dependem dos preços iniciais. Neste sentido, os Cenários 3 e 4 apresentam um aumento percentual que sofre uma elevação significativa em algumas horas. Em contrapartida, nos Cenários 1 e 2 esta variação é sempre inferior a 1%.

No geral conclui-se que o dia começa com uma maior influência dos Cenários 2 e 4 nas horas de vazio, seguido de um destaque para o Cenário 3 no período entre as 5 horas e as 8 horas. Também os Cenários 1 e 2 promovem uma variação relativa percentual algo significativas nas horas 7 e 8, apesar do baixo consumo. A meio do dia, a partir das 12 horas até às 15 horas o Cenário 4 apresenta os aumentos mais consideráveis do dia. Para além disso, o Cenário 3 tem a ponta de consumo às 14 horas e igualmente uma variação percentual significativa. Ao final do dia, a partir das 19 horas o Cenário 4 é o que causa um maior impacto nos preços, juntamente com o Cenário 1. É de notar que o comportamento do Cenário 3 não apresenta sempre o mesmo padrão, já que depende da produção das renováveis. Contudo é habitual que se verifique maior impacto com esta estratégia nos períodos do final da manhã e início da tarde uma vez que nestes períodos ocorre maior produção de origem fotovoltaica.

Para a análise mensal do ano de 2017 conclui-se que em termos absolutos as variações dos preços médios mensais é residual para todos os cenários. Em termos relativos, os valores para os três primeiros cenários continuam sem merecer grande destaque, mas em contraste no Cenário 4 o aumento percentual sofre uma elevação significativa em todos os meses quando comparado com os cenários anteriores.

Em suma, os meses com maiores aumentos comuns a todos os cenários são janeiro, fevereiro e dezembro.

Por fim, considerando os cenários “originais”, os Cenários 1, 2 e 3, provenientes do estudo já referido, conclui-se que nenhuma das estratégias de carregamento e considerando um número total de 200.000 veículos elétricos apresenta um impacto verdadeiramente significativo quando considerado no ano de 2017. Não deixando de ser verdade que cada cenário apresenta maior ou menor influência consoante as horas do dia, tendo em conta as estratégias que poderão ser otimizadas pelos utilizadores. É importante salientar que o Cenário 4 representa um cenário personalizado baseado nos Cenários 1 e 2, que serve principalmente para verificar o impacto nos preços da energia elétrica do MIBEL se existir um elevado número de veículos elétricos a carregarem ao mesmo tempo, com base num estilo de utilização aleatório.

Referências

- [1] J. P. Tomé Saraiva, J. L. P. Pereira da Silva, M. T. Ponce de Leão, “Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes”. FEUPedições, 2002.
- [2] J. C. Leite de Sousa, “Os Serviços de Sistema no MIBEL - Regras de fornecimento e de contratação e resultados obtidos de 2010 a 2012”. Tese de mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, junho de 2012.
- [3] J. P. Tomé Saraiva. “Mercados de Electricidade - Uma Introdução”. Conteúdos da Unidade Curricular de Mercados e Qualidade. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2017/2018.
- [4] Portal Nord Pool, “History”. Disponível em <http://www.nordpoolspot.com/About-us/History>. Acesso em 28/03/2018.
- [5] A. M. Martins, “Mercado Ibérico de Electricidade - Simulação de um Modelo em Concorrência Perfeita”. Tese de Mestrado. Faculdade de Economia da Universidade do Porto, dezembro de 2009.
- [6] Jornal Oficial das Comunidades Europeias, “Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho”. 19 de dezembro de 1996.
- [7] Jornal Oficial das Comunidades Europeias, “Diretiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho”. 26 de junho de 2003.
- [8] Jornal Oficial das Comunidades Europeias, “Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho”. 13 de julho de 2009.
- [9] REN, “Contexto Regulamentar”. Disponível em https://www.ren.pt/pt-PT/quem_somos/contexto_regulamentar. Acesso em 10/04/2018.
- [10] União Europeia, “Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia”. Disponível em https://europa.eu/european-union/about-eu/agencies/acer_pt. Acesso em 10/04/2018.
- [11] Portal ERSE, “Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a Criação do Mercado Ibérico de Electricidade”. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Documents/ProtocolodeCooperacao.pdf>. Acesso em 12/04/2018.
- [12] Portal ERSE, “Construção e Desenvolvimento”. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/mibel/construcaoedesenvolvimento/Paginas/default.aspx>. Acesso em 12/04/2018.
- [13] OMIP, “Grupo OMI & MIBEL”. Disponível em <https://www.omip.pt/pt-pt/content/grupo-omi-mibel>. Acesso em 12/04/2018.

- [14] L. B. da Cruz, “A liberalização do sector da energia, o MIBEL (Mercado Ibérico de Electricidade) e o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia - pólo português)”. Tese de Mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, fevereiro de 2017.
- [15] A. J. M. Cruz de Sousa, “Comportamento dos Preços do MIBEL Tendo em Conta Cenários de Aumento de Veículos Elétricos”. Tese de Mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, fevereiro de 2017.
- [16] Portal ERSE, “Descrição do Funcionamento do MIBEL”. Disponível em http://www.erse.pt/pt/mibel/conselhodereguladores/Documents/Estudo_MIBEL_PT.pdf. Acesso em 15/04/2018.
- [17] P. T. Lourenço Pinto, “Avaliação do Impacto de Transferências de Carga entre Horas Adjacentes na Função de Benefício Social do Mercado Diário do MIBEL”. Tese de Mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, julho de 2017.
- [18] C. D. Martins Monteiro, “Equilíbrio de Mercado”. Conteúdos da Unidade Curricular de Economia dos Mercados. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2015/2016.
- [19] Portal ERSE, “Mercado Diário”. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>. Acesso em 15/04/2018.
- [20] Portal ERSE, “Informação Mensal do MIBEL - outubro 2015”. Disponível em http://www.erse.pt/pt/mibel/relatoriosmensais/2015/Comunicados/BM_MIBEL_201510_PT.pdf. Acesso em 30/04/2018.
- [21] Portal ERSE, “Mercado de Serviços de Sistema”. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/sistema/Paginas/default.aspx>. Acesso em 30/04/2018.
- [22] J. M. Oliveira Damião, “Análise do Mercado de Serviços de Regulação de Frequência Secundária e Terciária no Sistema Eléctrico Português”. Tese de Mestrado. Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, julho de 2015.
- [23] Portal ERSE, “Mercado a Prazo”. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>. Acesso em 01/05/2018.
- [24] J. T. Q. Machado Gil, “Análise e Previsão da Evolução do Custo da Electricidade em Portugal”. Tese de Mestrado. Instituto Superior Técnico, outubro de 2010.
- [25] OMIE, “Mercado Intradiário”. Disponível em <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-intradiar>. Acesso em 05/05/2018.
- [26] *Electrick Publications and NJK*, “History of Electric Vehicles”. Disponível em http://www.speedace.info/electric_vehicle_history.htm. Acesso em 07/05/2018.
- [27] Portal Energia, “Vantagens e desvantagens do Carro Elétrico vs. Gasolina”. Disponível em <https://www.portal-energia.com/vantagens-e-desvantagens-do-carro-electrico-vs-gasolina/>. Acesso em 07/05/2018.
- [28] *Union of Concerned Scientists*, “How do Battery Electric Cars Work?”. Disponível em <https://www.ucsusa.org/clean-vehicles/electric-vehicles/how-do-battery-electric-cars-work#.WvhjO4gvxEY>. Acesso em 13/05/2018.
- [29] *Hybrid Cars*, “Tesla Quietly Sold 200,000th Model S Last Year”. Disponível em <http://www.hybridcars.com/tesla-quietly-sold-200000th-model-s-last-year/>. Acesso em 13/05/2018.

- [30] *Union of Concerned Scientists*, “How do Hybrid Cars and Trucks Work?”. Disponível em <https://www.ucsusa.org/clean-vehicles/electric-vehicles/how-do-hybrids-work#.WwI9G0gvxEZ>. Acesso em 13/05/2018.
- [31] *Union of Concerned Scientists*, “Series vs Parallel vs Series/Parallel Drivetrains”. Disponível em <https://www.ucsusa.org/clean-vehicles/electric-vehicles/series-vs-parallel-drivetrains#.WwI9fUgvxEZ>. Acesso em 13/05/2018.
- [32] *Union of Concerned Scientists*, “How do Plug-in Hybrid Electric Cars Work?”. Disponível em <https://www.ucsusa.org/clean-vehicles/electric-vehicles/how-do-plug-in-hybrid-electric-cars-work#.WwI90EgvxEZ>. Acesso em 13/05/2018.
- [33] *Hybrid Cars*, “April 2018 Sales Dashboard”. Disponível em <http://www.hybridcars.com/april-2018-sales-dashboard/>. Acesso em 13/05/2018.
- [34] J. P. A. Espírito Santo, “Prolongamento da Vida Útil de um Transformador através do Agendamento do Carregamento de Veículos Elétricos numa Unidade Industrial Insular com Microgeração Fotovoltaica”. Tese de Mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, julho de 2017.
- [35] *Union of Concerned Scientists*, “How do Hydrogen Fuel Cell Vehicles Work?”. Disponível em https://www.ucsusa.org/clean-vehicles/electric-vehicles/how-do-hydrogen-fuel-cells-work#.WwI_XkgvxEZ. Acesso em 13/05/2018.
- [36] R. N. Loureiro Gonçalves, “Estudo do impacto da introdução dos veículos elétricos nos preços de mercado e nos diagramas de carga”. Tese de Mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, julho de 2012.
- [37] Avaliação do impacto da introdução de veículos elétricos na procura de combustíveis em Portugal. Disponível em <https://repositorio.ipl.pt/bitstream/10400.21/1179/3/5%20-%20Disserta%C3%A7%C3%A3o.pdf>. Acesso em 14/05/2018.
- [38] Associação Utilizadores de Veículos Elétricos, “Renault Zoe campeão de vendas em 2017”. Disponível em <https://www.uve.pt/page/renault-zoe-campeao-vendas-2017/>. Acesso em 14/05/2018.
- [39] Dinheiro Vivo, “Vendas de carros elétricos duplicaram em 2017”. Disponível em <https://www.dinheirovivo.pt/empresas/galeria/vendas-de-carros-eletricos-duplicaram-em-2017/>. Acesso em 14/05/2018.
- [40] Decreto-Lei n.º 39/2010 de 26 de abril. Diário da República, 1.ª série - N.º 80, pp.1371-1386.
- [41] Decreto-Lei n.º 90/2014 de 11 de junho. Diário da República, 1.ª série - N.º 111, pp.3096-3121.
- [42] Jornal Oficial das Comunidades Europeias, “Diretiva 2014/94/UE do Parlamento Europeu e do Conselho”. 22 de outubro de 2014.
- [43] Decreto-Lei n.º 60/2017 de 9 de junho. Diário da República, 1.ª série - N.º 112, pp.2918-2922.
- [44] Agência Portuguesa do Ambiente, “Incentivo Fiscal ao Abate de Veículos em Fim de Vida”. Disponível em https://www.apambiente.pt/_zdata/FUNDOS/Abate_Veiculos/Condicoes_Acesso_IncentivoFiscal_AbateVeiculos_FimVida_2016.pdf. Acesso em 19/05/2018.
- [45] Fundo Ambiental, “Incentivo pela Introdução no Consumo de Veículos de Baixas Emissões”. Disponível em <http://www.fundoambiental.pt/avisos-2017/incentivo-pela-introducao-no-consumo-de-veiculos-de-baixas-emissoes.aspx>. Acesso em 19/05/2018.

- [46] Diário da República Eletrónico, “Despacho n.º 1607/2018”. Disponível em <https://dre.pt/web/guest/home/-/dre/114696634/details/3/maximized?serie=II&day=2018-02-15&date=2018-02-01&dreId=114693387>. Acesso em 19/05/2018
- [47] Millennium BCP, “OE 2018: incentivos a veículos elétrico”. Disponível em https://ind.millenniumbcp.pt/pt/geral/fiscalidade/Pages/atualidades_legais/2018/01/OE-2018-incentivos-a-veiculos-eletricos.aspx. Acesso em 19/05/2018.
- [48] MOBI.E Mobilidade Elétrica, “Perguntas frequentes”. Disponível em <https://www.mobie.pt/faqs>. Acesso em 19/05/2018.
- [49] Veículos Elétricos PT, “MOBI-E”. Disponível em <http://www.veiculoseletricospt.com/mobi-e/>. Acesso em 19/05/2018.
- [50] A. Carvalho de Andrade (2018) “Qual o Futuro das Motorizações em Veículos Automóveis *Fuel-Cell*, Elétrico, Combustão Interna”. *INGENIUM*, n.º 162: 82-85.
- [51] MOBI.E Mobilidade Elétrica, “Como posso carregar o meu veículo elétrico?”. Disponível em <https://www.mobie.pt/how-electric-mobility>. Acesso em 19/05/2018.
- [52] OMIE, “Resultados do Mercado”. Disponível em www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf. Acesso em 14/06/2018.
- [53] B. Tavares, F. Heymann, F. J. Soares (2017) “*Impact of Electric Vehicles to the National electricity system and MIBEL market price formation*”.
- [54] *The MathWorks, Inc*, “linprog”. Disponível em <https://www.mathworks.com/help/optim/ug/linprog.html>. Acesso em 01/06/2018.
- [55] F. J. Soares, J. P. Iria, J. C. Sousa, V. Mendes, A. C. Nunes (2016) “*Impacto of PV for Self-consumption in the Day-ahead Spot Prices*”.